

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y SUBSIDIARIAS**

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los periodos terminados al
30 de septiembre de 2021 y 2020

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

M\$	Miles de pesos chilenos.
CL \$	Pesos chilenos.
US \$	Dólares estadounidenses.
AR\$	Pesos Argentinos.
EUR \$	Euros.

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de septiembre de 2021 (no auditado) y 31 de diciembre de 2020
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	195.459.332	325.595.598
Otros activos no financieros.	12	10.715.541	12.785.158
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	384.076.242	387.815.726
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	527.801	2.102.985
Inventarios.	10	8.598.809	5.643.002
Activos por impuestos.	11	15.587.199	18.593.278
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		614.964.924	752.535.747
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	38	425.093	425.093
Total activos corrientes		615.390.017	752.960.840
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	49.015.613	29.292.142
Otros activos no financieros.	12	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	8	330.679.785	326.257.220
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	861.392.705	861.353.332
Plusvalía.	15	222.834.233	222.834.233
Propiedades, planta y equipo.	17	2.092.126.789	2.038.778.931
Propiedad de inversión.	16	8.017.969	8.043.507
Activos por derecho de uso.	25	4.821.226	7.402.625
Activos por impuestos diferidos.	19	238.506	
Total activos no corrientes		3.569.135.106	3.493.970.270
TOTAL ACTIVOS		4.184.525.123	4.246.931.110

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de septiembre de 2021 (no auditado) y 31 de diciembre de 2020
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	128.656.254	196.386.187
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21	240.036.669	209.886.725
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	9.219.864	24.244.282
Otras provisiones.	22	28.567.116	29.400.097
Otros pasivos no financieros.	24	26.771.243	19.245.755
Pasivos por arrendamientos.	25	2.894.276	3.709.719
Total pasivos corrientes		436.145.422	482.872.765
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	1.327.054.802	1.317.145.556
Cuentas por pagar.	21	341.589.984	335.100.846
Pasivo por impuestos diferidos.	19	162.141.195	175.417.232
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	24.882.579	30.382.368
Pasivos por arrendamientos.	25	2.604.653	4.263.535
Total pasivos no corrientes		1.858.273.213	1.862.309.537
TOTAL PASIVOS		2.294.418.635	2.345.182.302
PATRIMONIO			
Capital emitido.	26	1.538.604.559	1.538.604.559
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	234.458.960	245.257.323
Otras reservas.	26	72.457.786	73.332.785
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.845.521.305	1.857.194.667
Participaciones no controladoras.	26	44.585.183	44.554.141
Total patrimonio		1.890.106.488	1.901.748.808
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		4.184.525.123	4.246.931.110

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN
 Por los periodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	del	01-01-2021	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2020
	al	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	1.143.822.132	1.302.336.647	403.727.097	420.167.548
Costo de ventas.	28	(1.020.100.743)	(1.121.467.541)	(378.704.284)	(363.630.123)
Ganancia bruta		123.721.389	180.869.106	25.022.813	56.537.425
Otros ingresos, por función.	27	3.146.872	2.558.545	1.115.249	1.134.096
Gasto de administración.	28	(77.645.372)	(79.983.822)	(25.873.745)	(26.583.862)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	28	(10.540.843)	(30.114.907)	(1.984.467)	(10.916.764)
Otras ganancias (pérdidas).	28	(6.435.420)	(4.732.207)	506.091	(1.052.628)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		32.246.626	68.596.715	(1.214.059)	19.118.267
Ingresos financieros.	29	11.902.408	12.803.988	4.014.116	3.863.441
Costos financieros.	29	(48.145.742)	(59.247.733)	(16.102.275)	(19.170.795)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	29	(1.693.143)	(318.222)	(1.795.208)	491.817
Resultados por unidades de reajuste.	29	(9.452.650)	(2.034.987)	(3.079.465)	(530.556)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		(15.142.501)	19.799.761	(18.176.891)	3.772.174
Gasto por impuestos a las ganancias.	30	13.945.210	(7.194.679)	8.445.387	(2.163.753)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		(1.197.291)	12.605.082	(9.731.504)	1.608.421
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	38		7.547.832		2.682.486
Ganancia (pérdida)		(1.197.291)	20.152.914	(9.731.504)	4.290.907
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		(2.930.685)	17.919.521	(10.215.271)	3.687.986
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	26	1.733.394	2.233.393	483.767	602.921
Ganancia (pérdida)		(1.197.291)	20.152.914	(9.731.504)	4.290.907

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN
Por los periodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020 (no auditados)
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2021	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2020
	al	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		(1.197.291)	20.152.914	(9.731.504)	4.290.907
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	26.8	(273.985)		327.218	
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	26.8	2.427.080	(1.466.174)	(632.498)	507.730
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.		2.153.095	(1.466.174)	(305.280)	507.730
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.					
Diferencias de cambio por conversión.					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	26.8		819.985		(707.024)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión.		0	819.985	0	(707.024)
Coberturas del flujo de efectivo.					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	26.8	5.782.410	(5.637.937)	4.258.778	4.067.356
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo.		5.782.410	(5.637.937)	4.258.778	4.067.356
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos.		5.782.410	(4.817.952)	4.258.778	3.360.332
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos.		7.935.505	(6.284.126)	3.953.498	3.868.062
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período.					
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	26.8	73.976		(88.349)	
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	26.8	(655.312)	395.867	170.775	(137.087)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período.		(581.336)	395.867	82.426	(137.087)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período.					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	26.8	(1.561.251)	1.522.243	(1.149.870)	(1.098.186)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período.		(1.561.251)	1.522.243	(1.149.870)	(1.098.186)
Otro resultado integral.		5.792.918	(4.366.016)	2.886.054	2.632.789
Total resultado integral.		4.595.627	15.786.898	(6.845.450)	6.923.696
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		3.883.303	13.634.008	(6.429.789)	6.356.530
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		712.324	2.152.890	(415.661)	567.166
Total resultado integral.		4.595.627	15.786.898	(6.845.450)	6.923.696

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los periodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Superávit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio en conversiones	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2021	1.538.604.559	157.188.078	0	1.728.439	(3.487.573)	(82.096.159)	73.332.785	245.257.323	1.857.194.667	44.554.141	1.901.748.808
Cambios en patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida)								(2.930.685)	(2.930.685)	1.733.394	(1.197.291)
Otro resultado integral		(193.484)		4.221.159	2.786.313		6.813.988		6.813.988	(1.021.070)	5.792.918
Total resultado integral	0	(193.484)	0	4.221.159	2.786.313	0	6.813.988	(2.930.685)	3.883.303	712.324	4.595.627
Dividendos.											
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(7.688.987)						0	(15.556.665)		(15.556.665)
							(7.688.987)	7.688.987	0	(681.282)	(681.282)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(7.882.471)	0	4.221.159	2.786.313	0	(874.999)	(10.798.363)	(11.673.362)	31.042	(11.642.320)
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de septiembre de 2021	1.538.604.559	149.305.607	0	5.949.598	(701.260)	(82.096.159)	72.457.786	234.458.960	1.845.521.305	44.585.183	1.890.106.488

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los periodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Superavit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio en conversiones	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2020	1.538.604.559	108.773.135	15.943.838	1.461.936	(3.777.294)	(82.417.262)	39.984.353	199.453.834	1.778.042.746	42.480.348	1.820.523.094
Cambios en patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida)								17.919.521	17.919.521	2.233.393	20.152.914
Otro resultado integral			825.803	(4.115.694)	(995.622)		(4.285.513)		(4.285.513)	(80.503)	(4.366.016)
Total resultado integral	0	0	825.803	(4.115.694)	(995.622)	0	(4.285.513)	17.919.521	13.634.008	2.152.890	15.786.898
Dividendos.							0	(1.864.271)	(1.864.271)		(1.864.271)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(4.109.937)					(4.109.937)	4.109.937	0	(1.251.195)	(1.251.195)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	(4.109.937)	825.803	(4.115.694)	(995.622)	0	(8.395.450)	20.165.187	11.769.737	901.695	12.671.432
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de septiembre de 2020	1.538.604.559	104.663.198	16.769.641	(2.653.758)	(4.772.916)	(82.417.262)	31.588.903	219.619.021	1.789.812.483	43.382.043	1.833.194.526

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los periodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020 (no auditados)
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2021	01-01-2020
	al	30-09-2021	30-09-2020
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		1.367.723.756	1.421.506.998
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		15.553.153	13.367.167
Otros cobros por actividades de operación.		47.487.033	24.809.718
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(1.189.508.052)	(1.213.441.378)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(43.123.583)	(46.537.115)
Otros pagos por actividades de operación.		(37.503.602)	(33.962.156)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		12.031.088	13.133.827
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		1.223.632	9.893.687
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(3.775.359)	(2.162.234)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		170.108.066	186.608.514
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		1.117.645	519.009
Compras de propiedades, planta y equipo.		(131.926.410)	(107.811.841)
Compras de activos intangibles.		(5.580.409)	(4.121.532)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.		777.179	
Otras entradas (salidas) de efectivo.			693.823
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(135.611.995)	(110.720.541)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		173.950.084	827.427.241
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		173.950.084	449.032.340
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.			378.394.901
Préstamos de entidades relacionadas.		278.648	
Pagos de préstamos.		(246.129.202)	(539.423.623)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.			(22.071.942)
Dividendos pagados.		(35.263.767)	(21.311.395)
Intereses pagados.		(57.548.403)	(58.826.875)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(164.712.640)	185.793.406
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(130.216.569)	261.681.379
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		80.303	32.458
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(130.136.266)	261.713.837
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.		325.595.598	56.197.328
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	6	195.459.332	317.911.165

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ÍNDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de septiembre de 2021 y 2020

1.-	INFORMACIÓN GENERAL.	12
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.	13
2.1.-	Sector electricidad.	13
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.	20
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.	20
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.	21
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2021, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	22
3.4.-	Bases de consolidación.	25
3.5.-	Entidades subsidiarias.	27
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	29
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	30
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	30
3.9.-	Propiedades de inversión.	32
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	32
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	32
3.12.-	Costos por intereses.	34
3.13.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	34
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	34
3.15.-	Activos financieros.	34
3.16.-	Inventarios.	38
3.17.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	38
3.18.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	38
3.19.-	Capital social.	38
3.20.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	38
3.21.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	38
3.22.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	39
3.23.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	39
3.24.-	Provisiones.	41
3.25.-	Subvenciones estatales.	41
3.26.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	41
3.27.-	Reconocimiento de ingresos.	41
3.28.-	Arrendamientos.	43
3.29.-	Distribución de dividendos.	43
3.30.-	Costo de ventas.	43
3.31.-	Estado de flujos de efectivo.	44
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	44
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	44
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	44
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	44
4.4.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	45
4.5.-	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.	45
4.6.-	Contingencia Covid-19	47

5.- POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.	47
5.1.- Riesgo financiero.	47
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	53
6.1.- Composición del rubro.	53
6.2.- Detalles flujos de efectivo.	54
6.3.- Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.	54
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	55
7.1.- Activos y pasivos de cobertura.	55
7.2.- Activos financieros disponibles para la venta.	56
7.3.- Jerarquías del valor razonable.	56
7.4.- Categorías de activos y pasivos financieros.	58
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	58
8.1.- Composición del rubro.	58
8.2.- Estratificación de la cartera.	62
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	63
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	65
8.5.- Provisión y castigos.	65
8.6.- Número y monto de operaciones.	66
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	66
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	67
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	70
10.- INVENTARIOS.	71
10.1.- Información adicional de inventarios.	71
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	72
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	72
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.	73
13.1.- Composición del rubro.	73
13.2.- Sociedades con control conjunto.	73
13.3.- Inversiones en subsidiarias.	74
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.	76
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	76
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	78
15.- PLUSVALIA.	79
16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.	79
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	79
16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	80
16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.	80
17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	80
17.1.- Vidas útiles.	80
17.2.- Detalle de los rubros.	81
17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	84
17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	85
17.5.- Costo por intereses.	85
17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	85
17.7.- Jerarquías del valor razonable.	87
18.- DETERIORO DE ACTIVOS.	87

18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	87
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	88
19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	89
19.1.- Activos por impuestos diferidos.	89
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	89
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	89
19.4.- Compensación de partidas.	90
20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.	91
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	91
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	92
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	94
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	96
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	96
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	96
22.- OTRAS PROVISIONES.	97
22.1.- Provisiones – saldos.	97
22.2.- Movimiento de las provisiones.	98
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	98
23.1.- Detalle del rubro.	98
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	99
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	99
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	99
23.5.- Hipótesis actuariales.	99
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	100
24.1.- Ingresos diferidos.	100
25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.	100
25.1.- Obligaciones por arrendamientos.	100
25.2.- Activos por derecho de uso.	101
26.- PATRIMONIO NETO.	101
26.1.- Gestión de capital.	101
26.2.- Capital suscrito y pagado.	102
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	102
26.4.- Dividendos.	102
26.5.- Reservas.	102
26.6.- Participaciones no controladoras.	104
26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.	105
26.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	105
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	106
27.1.- Ingresos ordinarios.	106
27.2.- Otros ingresos, por función.	106
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	106
28.1.- Gastos por naturaleza.	107
28.2.- Gastos de personal.	107
28.3.- Depreciación y amortización.	107
28.4.- Otras ganancias (pérdidas).	107
29.- RESULTADO FINANCIERO.	108

29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	108
29.2.- Composición unidades de reajuste.	109
30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	109
30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	109
30.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	109
30.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	110
30.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	110
31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.	110
32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	110
32.1.- Criterios de segmentación.	110
32.2.- Cuadros patrimoniales.	112
32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	114
32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	116
33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	117
33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	117
33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	118
33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	119
34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	120
34.1.- Juicios y otras acciones legales.	120
34.2.- Sanciones administrativas.	135
34.3.- Sanciones.	137
34.4.- Restricciones.	138
35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	142
36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.	143
37.- MEDIO AMBIENTE.	143
38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.	153
38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	153
38.2.- Discontinuación de distribución eléctrica de sociedades subsidiarias argentinas y distribución de gas en sociedades de control conjunto argentinas.	153
39.- HECHOS POSTERIORES.	156

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de septiembre de 2021 y 2020.

1.- INFORMACIÓN GENERAL.

Compañía General de Electricidad S.A., Rut 76.411.321-7, es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 17 en la comuna de Las Condes de la ciudad de Santiago, en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N° 1.141.

Con fecha 13 de Noviembre de 2020, Compañía General de Electricidad S.A. informó mediante Hecho Esencial que en Sesión de Directorio de esa misma fecha, se tomó conocimiento de que el ex controlador de la sociedad, Naturgy Inversiones Internacionales S.A., Agencia en Chile, suscribió un contrato con la multinacional State Grid International Development Limited (SGID) en el cual comprometió vender a esta última la totalidad de sus acciones en la sociedad que representan aproximadamente el 96,04% de las acciones suscritas y pagadas. En caso de cumplirse ciertas condiciones suspensivas estipuladas en el contrato mencionado anteriormente, SGID se obligaba a formular una oferta pública de adquisición de acciones (OPA) dirigida a todos los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 22 de junio de 2021 SGID publicó en los diarios electrónicos El Líbero y La Nación un aviso de inicio de la OPA por un total de 2.019.896.893 acciones de Compañía General de Electricidad S.A., que representan el 100% de sus acciones emitidas, suscritas y pagadas. La oferta tenía un plazo de duración de 30 días corridos con comienzo el día 23 de junio de 2021.

Posteriormente con fecha 25 de julio de 2021, el oferente publicó en los diarios electrónicos El Líbero y La Nación un aviso declarando exitosa la OPA e informando entre otras materias que conforme a lo dispuesto en el Artículo 212 de la Ley 18.045, Ley de Mercado de Valores y en la Norma de Carácter General N°104 de la Comisión para el Mercado Financiero, el oferente adquirió 1.962.230.546 acciones de Compañía General de Electricidad S.A., que representan un 97,145% del capital accionario emitido, suscrito y pagado de Compañía General de Electricidad S.A.

Al cierre de los estados financieros intermedios Compañía General de Electricidad S.A. integra en su giro las actividades de distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica y manteniendo bajo la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. en menor medida la de generación de energía eléctrica.

Con fecha 24 de septiembre de 2021 se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas en la cual se aprobó la división de Compañía General de Electricidad S.A. en dos sociedades, una continuadora que mantendrá su personalidad jurídica, razón social, rol único tributario y número de acciones emitidas junto con todos los activos del negocio de distribución eléctrica, y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división, y que tendrá por nombre CGE Transmisión S.A., a la cual se asignaron todos los activos que conforman el negocio de transmisión eléctrica y los demás que no sean de distribución. Asimismo se acordó que la división produzca efectos financieros y contables a partir del 1 de octubre de 2021.

Al 30 de septiembre de 2021 el accionista propietario del 97,145% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es State Grid Chile Electricity SpA, miembro del Grupo State Grid Corporation of China.

La emisión de estos estados financieros consolidados intermedios correspondientes al período terminado al 30 de septiembre de 2021 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 29 de Noviembre de 2021, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.

2.1.- Sector electricidad.

2.1.1.- Distribución de electricidad en Chile.

CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile directamente y por medio de su subsidiaria EDELMAG que en conjunto abastecen a 3.119.962 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, y en la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 8.339 GWh al 30 de septiembre de 2021.

Aspectos regulatorios:

La actividad de distribución de electricidad en Chile está sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). Dicha Ley establece un marco regulatorio con criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado de su aplicación sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, a la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución.

La Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019, mediante la cual se rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, modificó el marco normativo que regula el segmento de distribución de electricidad, estableciendo, por un lado, un mecanismo de estabilización de los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución, debiendo ser incorporadas las diferencias originadas por su aplicación a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados, y, por otro, la obligación para las empresas distribuidoras de constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución de energía eléctrica. La Comisión Nacional de Energía, CNE, determinó el alcance del giro de distribución, estableciendo la posibilidad de informar fundadamente las operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a la fecha referida e incluyendo un calendario que no podrá exceder del 1 de enero de 2022.

Por otro lado, la Ley 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días; y b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. Adicionalmente, mediante Leyes N° 21.301 y N° 21.340, publicadas el 5 de enero y el 22 de mayo de 2021, respectivamente, se extendió hasta el 31 de diciembre de 2021 la vigencia de la señalada Ley N° 21.249 y se amplió a 48 las cuotas para la postergación de pagos.

En lo relativo al segmento de distribución, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 5.000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Adicionalmente, los clientes regulados que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente.

En relación con la posibilidad que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

Concentración de las operaciones:

La extensa cobertura geográfica que posee CGE en esta actividad permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. Las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país permiten diversificar el origen de sus ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

Demanda:

En Chile, la demanda por energía eléctrica está asociada directamente con el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona estrechamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita en Chile aún es bajo en comparación a otros países desarrollados, lo que se traduce en atractivas perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica en el país. De este modo, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ellos, los correspondientes ingresos.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, CGE cuenta con contratos de largo plazo de abastecimiento de energía y potencia con las principales empresas generadoras del país, cuyas solvencias han sido clasificadas, por reconocidas empresas del mercado, en categorías de bajo nivel de riesgo.

En efecto, para abastecer el consumo de sus clientes regulados cuenta con contratos resultantes de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y

2017, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, CGE mantiene contratos con los generadores: ENEL Generación Chile S.A., Colbún S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A., Eléctrica Puntilla S.A., AES Gener S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., María Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco SpA, WPD Malleco II SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA, WPD Santa Fe SpA, Energía Renovable Verano Tres Spa, Cox Energía Spa, Atacama Energy Holdings SpA y Atacama Solar S.A.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes. Sin perjuicio de lo anterior, a través de la empresa relacionada CGE COMERCIALIZADORA SpA se encuentra negociando condiciones de suministro con distintos generadores del sistema, con el objeto de abastecer requerimientos de nuevos clientes libres, como también renovar algunos contratos suscritos con clientes libres cuya vigencia se encuentra próxima a su fin.

En el caso de EDELMAG, por tratarse de una empresa integrada verticalmente, la energía eléctrica es generada directamente mediante centrales en cada uno de los sistemas atendidos por esta subsidiaria.

Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado debido a que presenta las características propias de monopolio natural. Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, los precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

i) Valor agregado de distribución (VAD).

La tarifa regulada de distribución, que es fijada por el Ministerio de Energía en un procedimiento que es encabezado por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de los siguientes componentes:

- Precio de Nudo: Corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados. Dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, considerando el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas;
- Cargos por el uso de los Sistemas de Transmisión;
- Cargo por Servicio Público y;
- Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.

El precio de nudo, los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión y el cargo por Servicio Público son traspasados a los clientes finales, correspondiendo el VAD a la retribución de la empresa distribuidora.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

El Valor Agregado de Distribución retribuye:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización determinada en cada proceso tarifario, la que no puede ser inferior al 6% ni superior al 8% real anual después de impuestos¹.

Para la determinación del VAD, en conformidad con el procedimiento definido en la Ley N° 21.194², el estudio de costos debe ser licitado y adjudicado, siendo ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las distribuidoras, dos representantes del Ministerio de Energía y dos representantes de la Comisión Nacional de Energía.

La Comisión Nacional de Energía debe elaborar un informe técnico sobre la base del señalado estudio, respecto del cual se podrán presentar observaciones ante ese mismo organismo y, posteriormente, discrepancias ante el Panel de Expertos.

Con el VAD definitivo, la Comisión Nacional de Energía estructura las fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Energía. Dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, reflejan las variaciones de los precios de los

¹ Esta tasa entrará en vigencia a contar de la publicación del decreto resultante del proceso tarifario en curso, correspondiente al cuatrienio 2020-2024, sin perjuicio de su aplicación retroactiva desde el mes de noviembre de 2020. Actualmente la tasa es del 10% real antes de impuestos.

² Este procedimiento se aplicará en proceso tarifario correspondiente al cuatrienio 2020-2024.

principales insumos que afectan los costos de la actividad de distribución de electricidad. Esto es sin perjuicio que en la Ley N° 21.194 se estableció un mecanismo transitorio que para que los niveles de precios asociados al Valor Agregado de Distribución que estén siendo aplicados a la fecha de su publicación, permanezcan constantes hasta el término de su vigencia, debiendo las diferencias ser incorporadas a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados.

Dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes en función del aumento de sus costos y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la Comisión Nacional de Energía e incluidos en el decreto tarifario cuadrienal.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que al momento de la fijación de tarifas las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda comprendida entre 3 puntos porcentuales por debajo y 2 puntos porcentuales por arriba de la tasa de descuento que haya sido determinada. De este modo, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para una empresa modelo.

Actualmente, las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios se encuentran establecidas en el Decreto N° 11T-2016 del Ministerio de Energía, publicado el 24 de agosto de 2017 en el Diario Oficial, las cuales tendrán vigencia hasta el mes de noviembre de 2020, el cual fue modificado mediante el Decreto N° 5T-2018 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018, en el que se actualizaron algunos de los parámetros con el objeto de -en conformidad con lo establecido en el artículo segundo de la Ley N° 21.076- incorporar los mayores costos asociados a los estándares y exigencias de calidad y seguridad de servicio y de suministro establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio de Sistemas de Distribución, publicada en diciembre de 2017. Actualmente, se encuentra en desarrollo el proceso de tarificación correspondiente al cuatrienio 2020-2024, cuyos resultados se aplicarán retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2020.

Al respecto, cabe señalar que, el 26 de julio de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó a las empresas distribuidoras los ajustes tarifarios, en conformidad con los criterios y metodologías definidos por la Comisión Nacional de Energía en su informe comunicado el 24 de julio, con el objeto de retirar del nivel tarifario los costos asociados a la implementación de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (“medidores inteligentes”) que había sido establecida en la referida Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

ii) Precios de servicios no consistentes en suministro de energía.

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341-2017 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevos precios de servicios no consistentes en suministro de energía, la que debe efectuarse con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución, así como los servicios no consistentes en suministro de energía.

Para dar cumplimiento a lo anterior, la Comisión Nacional de Energía debe encargarse de un estudio de costos que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. Dicho informe es sometido a la revisión de las empresas de distribución de electricidad y en caso de discrepancias, ellas son sometidas al dictamen del Panel de Expertos.

El 24 de julio de 2018, fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 13T-2017 del Ministerio de Energía, que fija los precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, correspondiente al cuatrienio 2016-2020.

2.1.3. Transmisión y transformación de energía eléctrica.

Participación de mercado de CGE:

A partir de la publicación de la Ley N° 20.936, el 20 de julio de 2016, se modificó el marco regulatorio de los sistemas de transmisión, bajo el cual dichos sistemas se clasifican en: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada, Transmisión Asociada a Polos de Desarrollo y Transmisión de Interconexión Internacional.

Los sistemas de Transmisión Nacional están conformados por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de un mercado eléctrico común y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, mientras que los sistemas de Transmisión Zonal corresponden a las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación. Por su parte, los sistemas de Transmisión Dedicada corresponden a las líneas y subestaciones eléctricas radiales que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

En la actualidad, CGE está presente en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá Antofagasta, Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Ñuble, Biobío, Araucanía y de Los Ríos, principalmente con instalaciones de Transmisión Zonal.

Los futuros proyectos de CGE se orientan a seguir creciendo en el desarrollo de sistemas de Transmisión Zonal del país. La significativa expansión y el aumento sostenido del consumo de electricidad aseguran una correspondiente proyección y estabilidad de crecimiento para CGE en este segmento.

Demanda:

La demanda física que enfrentan las instalaciones de Transmisión Zonal corresponde principalmente a la de las empresas distribuidoras, de clientes libres y a inyecciones efectuadas por empresas de generación. Lo anterior entrega una alta correlación entre los ingresos de las empresas y el crecimiento económico imperante en sus zonas de operación, su desarrollo urbano asociado y el crecimiento del consumo per cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

En este sentido, el comportamiento de la demanda se encuentra muy correlacionado con el crecimiento del consumo per cápita, el desarrollo urbano y el crecimiento económico en las zonas atendidas por CGE. Desde este punto de vista, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

Precios:

La definición de los segmentos que conforman el sistema de transmisión eléctrica y la metodología de tarifación de cada uno de ellos están contenidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y sus modificaciones, particularmente la realizada mediante la Ley N° 20.936 (Ley de Transmisión).

Las instalaciones existentes de transmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través de un estudio tarifario, que es licitado, adjudicado y supervisado por un Comité integrado por un representante del Ministerio de Energía, uno de la Comisión Nacional de Energía, uno de las empresas del Sistema de Transmisión Nacional, uno de las empresas del segmento de Transmisión Zonal, dos representantes de los clientes libres y un representante del Coordinador Eléctrico Nacional, considerando una tasa de descuento que se determina en cada proceso, con un piso del 7% y un techo del 10% real anual después de impuestos³.

En Transmisión Nacional y Transmisión Zonal, las obras nuevas se adjudican mediante procesos de licitación, cuyo valor resultante se paga por 20 años. Transcurrido dicho periodo, su valorización queda sometida al régimen de las obras existentes.

En el caso de ampliaciones de instalaciones en dichos segmentos, el Valor Anual de Inversión se remunera por 20 años (Valor de Inversión resultante de una licitación y tasa vigente al momento de la adjudicación).

La remuneración vigente de las instalaciones existentes de Transmisión Nacional fue fijada mediante Decreto 23T-2015 del Ministerio de Energía, publicado el 3 de febrero de 2016, con vigencia desde el 1 de enero de 2016, mientras que la de las instalaciones de Transmisión Zonal fue fijada en el Decreto 6T-2017 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial del 5 de octubre de 2017, cuya vigencia se inició el 1 de enero de 2018. Actualmente se encuentra en desarrollo el Estudio de Valorización de las Instalaciones de Transmisión, mediante el cual se determinará la remuneración de las instalaciones de

³ Esta tasa entrará en vigencia a contar de la publicación del decreto resultante del proceso de tarifación en curso, correspondiente al cuatrienio 2020-2023, sin perjuicio de su aplicación retroactiva desde el mes de enero de 2020. Actualmente la tasa es del 10% real antes de impuestos.

transmisión para el cuatrienio 2020-2023, cuyos resultados se aplicarán retroactivamente desde el 1 de enero de 2020.

Los cargos de transmisión aplicables a los clientes finales, considerando los diferentes modelos de remuneración señalados precedentemente, son fijados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía.

Particularmente, en los informes que determinan los cargos de transmisión con vigencia a contar del 1 de enero de 2020, la Comisión Nacional de Energía, incorporó un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión que permite evitar excesivas variaciones de estos y, por tanto, reducir en la medida de lo posible la afectación a los clientes finales sujetos a fijación de precios.

2.1.4. Generación de energía eléctrica.

CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile en el Sistema de Magallanes, a través de EDELMAG, la que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel de 118,5 MW.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES.

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios de Compañía General de Electricidad S.A. al 30 de septiembre de 2021 y 2020 han sido preparados de acuerdo con Norma Internacional de Contabilidad N° 34 (NIC 34) incorporada a la Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Los estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados) a valor razonable con cambios en resultados o en patrimonio.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros consolidados intermedios se describen en Nota 4.

Para el período terminado al 30 de septiembre de 2020, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 30 de septiembre de 2021. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para el ejercicio 2021.

- 3.2.1.- Enmienda NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16 Reforma de la Tasa de Interés de Referencia – Fase 2. En agosto de 2020, el IASB publicó la segunda fase de la Reforma de la Tasa de Interés de Referencia que comprende enmiendas a las normas NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16. Con esta publicación, el IASB completa su trabajo para responder a los efectos de la reforma de las tasas de oferta interbancarias (IBOR, por sus siglas en inglés) en la información financiera.

Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que abordan los efectos en la información financiera cuando una tasa de interés de referencia (IBOR, por sus siglas en inglés) es reemplazada por una tasa de interés alternativa casi libres de riesgo.

Las enmiendas son requeridas y la aplicación anticipada es permitida. Una relación de cobertura debe ser reanudada si la relación de cobertura fue descontinuada únicamente debido a los cambios requeridos por la reforma de la tasa de interés de referencia y, por ello, no habría sido descontinuada si la segunda fase de enmiendas hubiese sido aplicada en ese momento. Si bien su aplicación es retrospectiva, no se requiere que una entidad reexpresé períodos anteriores. Fecha de aplicación obligatoria 1 de enero de 2021.

- 3.2.2.- Enmienda a NIIF 16 “Arrendamientos”. En marzo de 2021, el IASB modificó las condiciones de la solución práctica en la NIIF 16 en relación con la aplicación de la guía de la NIIF 16 sobre modificaciones de alquileres que surgen como consecuencia del Covid-19.

Como solución práctica, un arrendatario puede optar por no evaluar si una concesión de un alquiler relacionado con el Covid-19 de un arrendador es una modificación del arrendamiento. Un arrendatario que realiza esta elección contabiliza cualquier cambio en los pagos de arrendamiento que resulten del alquiler relacionada con el covid-19 de la misma manera que contabilizaría el cambio según la NIIF 16, si el cambio no fuera una modificación del arrendamiento.

Asimismo, el expediente práctico aplica ahora a los alquileres en el cual cualquier reducción en los pagos del arrendamiento afecta sólo a los pagos que originalmente vencen en o antes del 30 de septiembre de 2022, siempre que se cumplan las otras condiciones para aplicar el expediente práctico.

Un arrendatario aplicará esta solución práctica de forma retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial de la enmienda como un ajuste en el saldo inicial de los resultados acumulados (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el cual el arrendatario aplique por primera vez la enmienda. El arrendatario no estará obligado a revelar la información requerida por el párrafo 28 (f) de la IAS 8.

De acuerdo con el párrafo 2 de la NIIF 16, se requiere que un arrendatario aplique la solución de manera consistente a contratos elegibles con características similares y en circunstancias parecidas, independientemente de si el contrato se volvió elegible para la solución práctica antes o después de la modificación.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2021, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- NIIF 17 “Contratos de Seguros”. Emitida en mayo de 2017. Este estándar de contabilidad integral para contratos de seguros cubre el reconocimiento, la medición, presentación y divulgación. Una vez entrada en vigencia sustituirá a la NIIF 4 Contratos de Seguro emitida en 2005. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten.

En septiembre 2019, el IASB emitió un proyecto de norma de NIIF 17 con enmiendas propuestas. El IASB propuso doce enmiendas específicas en ocho áreas, que incluye el diferimiento de la fecha de aplicación de NIIF 17 por dos años, incluyendo dos años adicionales de diferimiento para la aplicación de IFRS 9 a las entidades de seguro calificadas (es decir, las aseguradoras calificadas pueden aplicar NIIF 17 y NIIF 9 por primera vez en los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2023).

La NIIF17 es efectiva para períodos de reporte que empiezan en o después de 1 de enero de 2023, con cifras comparativas requeridas. La aplicación anticipada es permitida, siempre que la entidad aplique NIIF 9 Instrumentos Financieros, en o antes de la fecha en la que se aplique por primera vez NIIF 17.

- 3.3.2.- Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”. Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. La fecha de aplicación obligatoria de estas modificaciones está por ser determinada debido a que el IASB planea una investigación profunda que pueda resultar en una simplificación de contabilidad de asociadas y negocios conjuntos. Se permite su adopción inmediata.
- 3.3.3.- Enmienda a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. En septiembre 2020, el IASB emitió enmiendas a los párrafos 69 al 76 de IAS 1 para especificar los requerimientos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes.

Las enmiendas son efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2023. Las entidades deben considerar cuidadosamente si hay algún aspecto de las enmiendas que sugiera que los términos de sus acuerdos de préstamo existentes deben renegociarse. En este contexto, es importante resaltar que las enmiendas deben aplicarse retrospectivamente.

- 3.3.4.- Enmienda a NIIF 3 Referencia al Marco Conceptual. En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma NIIF 3 Combinaciones de Negocios – Referencia al Marco Conceptual. Estas enmiendas están destinadas a reemplazar la referencia a una versión anterior del Marco Conceptual del IASB (Marco de 1989) con una referencia a la versión actual emitida en marzo 2018 sin cambiar significativamente sus requerimientos.

Las enmiendas serán efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022 y deben ser aplicadas retrospectivamente. Se permite la aplicación anticipada si, al mismo tiempo o con anterioridad, una entidad aplica también todas las enmiendas

contenidas en las enmiendas a las Referencias al Marco Conceptual de las Normas IFRS emitidas en marzo de 2018.

Las enmiendas proporcionarán consistencia en la información financiera y evitarán posibles confusiones por tener más de una versión del Marco Conceptual en uso.

- 3.3.5.- Enmienda a NIC 16 Propiedad, planta y equipo, productos Obtenidos antes del Uso Previsto. La enmienda prohíbe a las entidades deducir del costo de un elemento de propiedad, planta y equipo, cualquier venta obtenida al llevar ese activo a la ubicación y condiciones necesarias para que pueda operar en la forma prevista por la gerencia. En su lugar, una entidad reconocerá los productos procedentes de la venta de esos elementos, y su costo, en el resultado del periodo, de acuerdo con las Normas aplicables.

La enmienda será efectiva para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. La enmienda debe ser aplicada retrospectivamente sólo a los elementos de propiedades, planta y equipo disponibles para su uso en o después del comienzo del primer periodo presentado en los estados financieros en los que la entidad aplique por primera vez la enmienda.

- 3.3.6.- Enmienda a NIC 37 Contratos onerosos – costo de cumplimiento de un contrato. En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes para especificar los costos que una entidad necesita incluir al evaluar si un contrato es oneroso o genera pérdidas.

La enmienda será efectiva para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. La enmienda debe ser aplicada retrospectivamente a los contratos existentes al comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el que la entidad aplique por primera vez la enmienda (fecha de la aplicación inicial). La aplicación anticipada es permitida y debe ser revelada.

Las enmiendas están destinadas a proporcionar claridad y ayudar a garantizar la aplicación consistente de la norma. Las entidades que aplicaron previamente el enfoque de costo incremental verán un aumento en las provisiones para reflejar la inclusión de los costos relacionados directamente con las actividades del contrato, mientras que las entidades que previamente reconocieron las provisiones por pérdidas contractuales utilizando la guía de la norma anterior, NIC 11 Contratos de Construcción, deberán excluir la asignación de costos indirectos de sus provisiones.

- 3.3.7.- Enmienda a NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores. En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 8, en las que introduce una nueva definición de "estimaciones contables". Las enmiendas aclaran la distinción entre cambios en estimaciones contables y cambios en las políticas contables y la corrección de errores. Además, aclaran cómo utilizan las entidades las técnicas de medición e insumos para desarrollar la contabilización de estimados.

La norma modificada aclara que los efectos sobre una estimación contable, producto de un cambio en un insumo o un cambio en una técnica de medición son cambios en las estimaciones contables, siempre que estas no sean el resultado de la corrección de errores de períodos anteriores. Esta definición de un cambio en la estimación contable especificó que los cambios en las estimaciones contables pueden resultar a partir de nueva información o nuevos desarrollos. Por lo tanto, tales cambios no son correcciones de errores.

- 3.3.8.- Enmienda a NIC 1 Presentación de los Estados Financieros En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 y a la Declaración de práctica de IFRS N°2 Realizar juicios de materialidad, en el que proporciona orientación y ejemplos para ayudar a las entidades a aplicar juicios de importancia relativa a las revelaciones de política contable.

Las modificaciones tienen como objetivo ayudar a las entidades a proporcionar revelaciones sobre políticas contables que sean más útiles por:

- Reemplazar el requisito de que las entidades revelen sus políticas contables "significativas" con el requisito de revelar sus políticas contables "materiales"
- Incluir orientación sobre cómo las entidades aplican el concepto de materialidad en la toma de decisiones sobre revelaciones de políticas contables

Al evaluar la importancia relativa de la información sobre políticas contables, las entidades deberán considerar tanto el tamaño de las transacciones como otros eventos o condiciones y la naturaleza de estos.

La enmienda será efectiva para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero 2023.

- 3.3.9.- En mayo de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 12, que reducen el alcance de la excepción de reconocimiento inicial según la NIC 12, de modo que ya no se aplique a transacciones que dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles iguales.

Las modificaciones aclaran que cuando los pagos que liquidan un pasivo son deducibles a efectos fiscales, es cuestión de juicio (habiendo considerado la legislación fiscal aplicable) si dichas deducciones son atribuibles a efectos fiscales al pasivo reconocido en los estados financieros (y gastos por intereses) o al componente de activo relacionado (y gastos por intereses). Este juicio es importante para determinar si existen diferencias temporarias en el reconocimiento inicial del activo y pasivo.

Asimismo, conforme a las modificaciones emitidas, la excepción en el reconocimiento inicial no aplica a transacciones que, en el reconocimiento inicial, dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles iguales. Sólo aplica si el reconocimiento de un activo por arrendamiento y un pasivo por arrendamiento (o un pasivo por desmantelamiento y un componente del activo por desmantelamiento) dan lugar a diferencias temporarias imponibles y deducibles que no son iguales. No obstante, es posible que los activos y pasivos por impuestos diferidos resultantes no sean iguales (por ejemplo, si la entidad no puede beneficiarse de las deducciones fiscales o si se aplican tasas de impuestos diferentes a las diferencias temporarias imponibles y deducibles). En tales casos, una entidad necesitaría contabilizar la diferencia entre el activo y el pasivo por impuestos diferidos en resultados.

La enmienda será efectiva para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero 2023.

La Administración del Grupo CGE estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones y que pudiesen aplicar al Grupo CGE, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo CGE en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que Compañía General de Electricidad S.A. tiene el control. Consideramos que mantenemos control cuando:

- Se tiene el poder sobre la entidad;
- Se está expuesto, o tiene derecho, a retornos variables procedentes de su implicación en las sociedades.
- Se tiene la capacidad de afectar los retornos mediante su poder sobre la entidad.

Se considera que Compañía General de Electricidad S.A. tiene poder sobre una entidad, cuando tiene derechos existentes que le otorgan la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes, eso es, las actividades que afectan de manera significativa los retornos de la entidad. El poder sobre sus subsidiarias se deriva de la posesión de la mayoría de los derechos de voto otorgados por instrumentos de capital de las subsidiarias.

A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o convertibles. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. El precio pagado determinado incluye el valor justo de activos o pasivos resultantes de cualquier acuerdo contingente de precio. Los costos relacionados con la adquisición son cargados a resultados tan pronto son incurridos. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de las participaciones no controladas, el cual incluiría cualquier activo o pasivo contingente a su valor justo. Según cada adquisición, Compañía General de Electricidad S.A. reconoce el interés no controlador a su valor razonable o al valor proporcional del interés no controlante sobre el valor justo de los activos netos adquiridos. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos se reconoce como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades relacionadas. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A., se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

Compañía General de Electricidad S.A. trata las transacciones con las participaciones no controladoras como si fueran transacciones con accionistas del Grupo. En el caso de

adquisiciones de participaciones no controladoras, la diferencia entre cualquier retribución pagada y la correspondiente participación en el valor en libros de los activos netos adquiridos de la subsidiaria se reconoce en el patrimonio. Las ganancias y pérdidas por bajas a favor de la participación no controladora, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.

Cuando Compañía General de Electricidad S.A. deja de tener control o influencia significativa, cualquier interés retenido en la entidad es remediado a valor razonable con impacto en resultados. El valor razonable es el valor inicial para propósitos de su contabilización posterior como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Los importes correspondientes previamente reconocidos en Otros Resultados Integrales son reclasificados a resultados.

3.4.3.- Negocios conjuntos.

Los negocios conjuntos son aquellos donde las partes tienen el control sobre el acuerdo y derechos sobre los activos netos de la entidad controlada conjuntamente, que se contabilizan de acuerdo al método de participación como se describe en la NIIF 11 párrafo 24, y que se detalla en la NIC 28 párrafo 10.

3.4.4.- Asociadas o coligadas.

Asociadas o coligadas son todas las entidades sobre las que Compañía General de Electricidad S.A. ejerce influencia significativa pero no tiene control, lo cual generalmente está acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en asociadas o coligadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo. La inversión de Compañía General de Electricidad S.A. en asociadas o coligadas incluye el menor valor (goodwill o plusvalía comprada) identificada en la adquisición, neto de cualquier pérdida por deterioro acumulada.

La participación de Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio (y se reflejan según corresponda en el estado consolidado de resultados integral).

Cuando la participación de Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, Compañía General de Electricidad S.A. no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre Compañía General de Electricidad S.A. y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación de la Sociedad en éstas.

También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las asociadas.

Las ganancias o pérdidas de dilución en coligadas o asociadas se reconocen en el estado consolidado de resultados.

3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					30-09-2021			31-12-2020
					Directo	Indirecto	Total	Total
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes; Santiago	CL \$	99,89482%	0,00000%	99,89482%	99,89482%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	99,07000%	0,00000%	99,07000%	99,07000%
77.316.204-2	CGE Comercializadora SpA	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes; Santiago	CL \$	100,00000%	0,00000%	100,00000%	0,00000%

3.5.2.- Entidades de consolidación indirecta.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						30-09-2021		31-12-2020	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Calle Local 55, San Pedro de la Paz, Concepción	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	55,00000%	54,48850%	55,00000%	54,48850%
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Croacia 444, Punta Arenas	CL \$	CGE Magallanes S.A.	55,10821%	55,16492%	55,10821%	55,16492%
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Kuzma Slavic 1069, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	90,00000%	49,59621%	90,00000%	49,59621%

3.5.3.- Cambios en el perímetro de consolidación.

3.5.3.1 Perímetro de consolidación directo.

Los siguientes cambios se han producido en el perímetro de consolidación directo de nuestras subsidiarias para el período terminado al 30 de septiembre de 2021 y el ejercicio terminados al 31 de diciembre de 2020:

Con fecha 30 de diciembre de 2020 la Sociedad enajenó 618.334.132 acciones representativas del 99,99164% de CGE Argentina S.A. a su matriz Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile y como consecuencia de ello sus participaciones accionarias directas e indirectas en las empresas Agua Negra S.A., Energía San Juan S.A., y su participación directa e indirecta en las sociedades de control conjunto Gascart S.A., Gasmarket S.A. y Gasnor S.A.

Con fecha 11 de febrero de 2021, se constituyó la sociedad CGE Comercializadora SpA, con participación directa de un 100% de Compañía General de Electricidad S.A.

3.5.3.2 Perímetro de consolidación indirecto.

Con fecha 30 de diciembre de 2020 la Sociedad enajenó 4.352.450 acciones representativas del 1,67% de Agua Negra S.A. a su matriz Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación indirecto para el período terminado al 30 de septiembre de 2021 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020.

3.6.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.

3.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional de Compañía General de Electricidad S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados.

3.6.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo y coberturas de inversiones netas.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral, reciclando a resultados la porción devengada.

Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados se presentan como parte de la ganancia o pérdida por valor razonable en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejadas de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral.

3.6.3.- Bases de conversión.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre respectivamente:

Fecha	CL \$ / US \$	CL \$ / EUR \$	CL \$ / UF
30-09-2021	811,90	939,48	30.088,37
31-12-2020	710,95	873,30	29.070,33
30-09-2020	788,15	923,11	28.707,85

CL \$ Pesos chilenos US \$ Dólares estadounidenses
U.F. Unidades de fomento AR \$ Pesos argentinos
EUR \$ Euros

3.6.4.- Entidades de Compañía General de Electricidad S.A.

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades de Compañía General de Electricidad S.A., que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación, se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- Los activos y pasivos de cada estado de situación financiera presentado se convierten al tipo de cambio de cierre de cada período o ejercicio;
- Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones); y
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto a través de Otros Resultados Integrales.

En la consolidación, las diferencias de cambio que surgen de la conversión de una inversión neta en entidades extranjeras (o nacionales con moneda funcional diferente de la matriz), y de préstamos y otros instrumentos en moneda extranjera designados como coberturas de esas inversiones, se llevan al patrimonio neto a través del estado de otros resultados integrales. Cuando se vende o dispone la inversión (todo o parte), esas diferencias de cambio se reconocen en el estado de resultados como parte de la pérdida o ganancia en la venta o disposición.

Los ajustes al menor valor o plusvalía comprada y al valor razonable de activos y pasivos que surgen en la adquisición de una entidad extranjera (o entidad con moneda funcional diferente de la matriz), se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten al tipo de cambio de cierre del ejercicio o período, según corresponda.

3.7.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctrico Chile, eléctrico Argentina y servicios, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 32.

3.8.- Propiedades, planta y equipo.

Los terrenos y edificios del Grupo CGE, se reconocen inicialmente a su costo. La medición posterior de los mismos se realiza de acuerdo a NIC 16 mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Las tasaciones se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abona a la reserva o superávit por revaluación en el patrimonio neto a través del estado de resultados integral.

El resto de las propiedades, planta y equipo, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, planta y equipo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

- Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Las construcciones u obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez terminado el período de prueba, cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de ese momento comienza su depreciación.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

El valor residual y la vida útil de los bienes del rubro Propiedades, planta y equipo, se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de dichos bienes.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

3.9.- Propiedades de inversión.

Se incluyen principalmente los terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas (fuera del curso ordinario de los negocios), plusvalías, o bien explotarlos bajo un régimen de arrendamientos, y no son ocupados por Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias. El criterio de valorización inicial de las propiedades de inversión es al costo y la medición posterior es a su valor razonable, por medio de retasaciones independientes que reflejan su valor de mercado.

Las pérdidas o ganancias derivadas de un cambio en el valor razonable de las propiedades de inversión se incluyen en el resultado del ejercicio en que se generan, y se presentan en el rubro otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados por función.

Se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en la venta o retiro de propiedades de inversión se reconocen en los resultados del ejercicio y se determina como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

3.10.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de Compañía General de Electricidad S.A. en los activos netos identificables de subsidiarias o filiales a la fecha de adquisición. El menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor relacionado con adquisiciones de asociadas o coligadas se incluye en inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación, y se somete a pruebas por deterioro de valor junto con el saldo total de la inversión en una coligada. El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida. La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de una combinación de negocios, se abona directamente al estado consolidado de resultados.

3.11.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

3.11.1.- Marcas comerciales y licencias.

Las marcas y licencias se muestran a costo, tienen una vida útil definida y se registran a costo menos su amortización acumulada. La amortización se calcula utilizando el método de línea recta para asignar el costo de las marcas y licencias en el término de su vida útil estimada.

3.11.2.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo o al valor asignado en combinación de negocios. La explotación de dichos derechos en general no tiene una vida útil definida, por

lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.11.3.- Concesiones de servicios públicos.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base al valor razonable atribuido a la concesión en caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios.

Asimismo, las concesiones de distribución y transporte eléctrico en Chile, adquiridas todas ellas básicamente como parte de combinación de negocios, no tienen límite legal ni de ningún otro tipo. En consecuencia, al tratarse de activos intangibles de vida indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro con periodicidad anual.

3.11.4.- Programas informáticos.

Las licencias para programas informáticos adquiridas, se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por Compañía General de Electricidad S.A., y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

3.11.5.- Gastos de investigación y desarrollo.

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en

un ejercicio o período posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

3.12.- Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo calificado se capitalizan durante el período de tiempo que es necesario para completar y preparar el activo para el uso que se pretende. Otros costos por intereses se registran en resultados (costos financieros). Se entiende por activo calificado aquel que requiere de un período sustancial antes de estar listo para el uso a que está destinado o para la venta.

3.13.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos.

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del menor valor (Goodwill), que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

3.14.- Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.

Los activos no corrientes (y grupos en disposición) son clasificados como disponibles para la venta cuando su valor de libros será recuperado principalmente a través de una transacción de venta y la venta es considerada altamente probable dentro de los siguientes 12 meses. Estos activos se registran al valor de libros o al valor razonable menos costos necesarios para efectuar su venta, el que fuera menor.

3.15.- Activos financieros.

La NIIF 9 Instrumentos Financieros reemplaza a la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición reúne los tres aspectos de la contabilidad de los instrumentos financieros: clasificación y medición; deterioro y contabilidad de cobertura.

3.15.1.- Clasificación y medición.

El Grupo CGE mide inicialmente un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no se encuentra al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción.

Los instrumentos financieros de deuda se miden posteriormente al valor razonable con cambios en resultados, el costo amortizado o el valor razonable a través de otro resultado integral. La clasificación se basa en dos criterios: el modelo de negocio del Grupo para administrar los activos; y si los flujos de efectivo contractuales de los instrumentos

representan únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente (criterio SPPI).

La clasificación y medición de los activos financieros de deuda del Grupo CGE son los siguientes:

- Instrumentos de deuda a costo amortizado para activos financieros que se mantienen dentro de un modelo de negocio con el objetivo de mantener los activos financieros a fin de recolectar flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio SPPI. Esta categoría incluye las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, y los préstamos incluidos en Otros activos financieros no corrientes.
- Instrumentos de deuda en otro resultado integral, con ganancias o pérdidas recicladas a resultados en el momento de su realización. Los activos financieros en esta categoría son los instrumentos de deuda cotizados del Grupo que cumplen con el criterio SPPI y se mantienen dentro de un modelo comercial tanto para cobrar los flujos de efectivo como para vender.

Otros activos financieros se clasifican y, posteriormente, se miden de la siguiente manera:

- Instrumentos de capital en otro resultado integral, sin reciclaje de ganancias o pérdidas a resultados en el momento de su realización. Esta categoría solo incluye los instrumentos de capital, que el Grupo tiene la intención de mantener en el futuro previsible y que el Grupo CGE ha elegido irrevocablemente para clasificarlos en el reconocimiento inicial o la transición. El Grupo CGE clasificó sus instrumentos de patrimonio no cotizados como instrumentos de patrimonio en otro resultado integral.
- Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados comprenden instrumentos derivados e instrumentos de capital cotizados que el Grupo CGE no ha elegido irrevocablemente, en el reconocimiento inicial o transición, para clasificar en otros resultados integrales. Esta categoría también incluye instrumentos de deuda cuyas características de flujo de caja no cumplan con el criterio SPPI o que no se encuentren dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo sea recolectar flujos de efectivo contractuales o acumular flujos de efectivo contractuales y vender.

La contabilidad de los pasivos financieros del Grupo CGE permanece en gran medida igual a la NIC 39. De forma similar a los requerimientos de la NIC 39, la NIIF 9 requiere que los pasivos con contraprestación contingente se traten como instrumentos financieros medidos a valor razonable, con los cambios en el valor razonable reconocidos en el estado de ganancias o pérdidas.

Conforme a la NIIF 9, los derivados implícitos ya no están separados de un activo financiero principal. En cambio, los activos financieros se clasifican según sus términos contractuales y el modelo de negocio del Grupo.

3.15.2.- Deterioro.

La NIIF 9 requiere que el Grupo CGE registre las pérdidas crediticias esperadas de todos sus títulos de deuda, préstamos y deudores comerciales, ya sea sobre una base de 12 meses o de por vida. El Grupo CGE aplicó el modelo simplificado y registró las pérdidas esperadas en la vida de todos los deudores comerciales.

El Grupo CGE ha establecido una matriz de provisiones que se basa en la experiencia histórica de pérdidas crediticias del Grupo, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Para otros activos financieros de la deuda, la pérdida esperada se basa en la pérdida esperada de 12 meses. La pérdida crediticia esperada de 12 meses es la porción de pérdida esperada de por vida que resulta de eventos predeterminados en un instrumento financiero que son posibles dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de presentación. Sin embargo, cuando ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde el origen, la asignación se basará en la pérdida esperada de por vida.

3.15.3.- Contabilidad de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. Compañía General de Electricidad S.A., designa determinados derivados como:

- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos o compromisos a firme (cobertura del valor razonable);
- Coberturas de un riesgo concreto asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o
- Coberturas de una inversión neta en una entidad del extranjero o cuya moneda funcional es diferente a la de la matriz (cobertura de inversión neta).

Compañía General de Electricidad S.A. documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

3.15.3.1.- Coberturas de valor razonable.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o del pasivo cubierto atribuible al riesgo cubierto.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción efectiva de permutas de interés (“swaps”) que cubren préstamos a tasas de interés fijas se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas como “costos financieros”.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce también en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable de los préstamos a tasa de interés fijas cubiertos atribuibles al riesgo de tasa de interés se reconocen en el estado de resultados como “costos financieros”.

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, para la cual se utiliza el método de la tasa de interés efectiva, se amortiza en resultados en el período remanente hasta su vencimiento.

3.15.3.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconocen en el patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reciclan al estado de resultados en los períodos o ejercicios en los que la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo, existencias o activos fijos), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos diferidos son finalmente reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

3.15.3.3.- Cobertura de inversión neta en el exterior.

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior (o de subsidiarias/asociadas con moneda funcional diferente de la matriz) se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en el patrimonio a través del estado de resultados integral. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados.

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

3.15.3.4. Derivados a valor razonable a través de resultados.

Ciertos instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de resultados. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

3.16.- Inventarios.

Las existencias se valorizan a su costo o a su valor neto realizable, el menor de los dos. El costo se determina de acuerdo al método de precio medio ponderado (PMP).

Los costos de los productos terminados, de los productos en proceso, como los costos de construcción de transformadores y el de construcción de obras eléctricas para terceros, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, los cuales no incluyen costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo las ventas.

3.17.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimientos no superan los 20 días desde su facturación y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos. Las cuentas comerciales a cobrar no corrientes se reconocen a su costo amortizado.

3.18.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, con un riesgo poco significativo de cambio de valor. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como Otros Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

3.19.- Capital social.

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los ingresos obtenidos.

3.20.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que su plazo medio de pago es reducido y no existe diferencia material con su valor razonable.

3.21.- Préstamos y otros pasivos financieros.

Los préstamos, obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante el plazo de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que Compañía General de Electricidad S.A. tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha de los estados de situación financiera.

3.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integral o provienen de una combinación de negocios.

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera.

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas (y leyes) aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha de los estados de situación financiera y que se espera aplicar cuando el correspondiente activo por impuesto diferido se realice o el pasivo por impuesto diferido se liquide.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar dichas diferencias.

El impuesto a la renta diferido se provisiona por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias y en asociadas, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

3.23.- Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.

3.23.1.- Vacaciones del personal.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce el gasto por vacaciones del personal mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal y presentado bajo el rubro Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

3.23.2.- Beneficios post jubilatorios.

Compañía General de Electricidad S.A. mantiene en algunas de sus subsidiarias, beneficios post-jubilatorios acordados con el personal conforme a los contratos colectivos e individuales vigentes, para todo el personal contratado con anterioridad al año 1992. Este beneficio se reconoce en base al método de la unidad de crédito proyectada.

3.23.3.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).

Compañía General de Electricidad S.A. constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal de sus subsidiarias. Si este beneficio se encuentra pactado, la

obligación se trata de acuerdo con NIC 19 (r), de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

Los planes de beneficios definidos establecen el monto de retribución que recibirá un empleado al momento estimado de goce del beneficio, el que usualmente, depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, rotación, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando rendimientos de mercado de bonos denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.23.4.- Otros beneficios por cese de la relación laboral.

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 3.23.3.-se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. Compañía General de Electricidad S.A. reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

- i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o
- ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

3.23.5.- Premios de antigüedad.

Compañía General de Electricidad S.A. tiene pactado en algunas subsidiarias premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan 5, 10, 15, 20, 25 y 30 años de servicio en la Sociedad. Este beneficio se reconoce en base a estimaciones actuariales. Los costos de servicio e intereses se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los ejercicios en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.23.6.- Participación en las utilidades.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores, sobre la

base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de las Sociedades.

3.24.- Provisiones.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce una provisión cuando está obligado contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

Las provisiones para contratos onerosos, litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- Compañía General de Electricidad S.A. tiene una obligación presente, ya sea legal o constructiva, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe puede ser estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de Compañía General de Electricidad S.A. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de cierre de los estados financieros, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

3.25.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones estatales se reconocen por su valor razonable, cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias cumplirán con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con costos se diferencian como pasivo y se reconocen en el estado de resultados durante el período necesario para correlacionarlas con los costos que pretenden compensar. Las subvenciones estatales relacionadas con la adquisición de propiedades, planta y equipo se presentan netas del valor del activo correspondiente y se abonan en el estado de resultados sobre una base lineal durante las vidas esperadas de los activos.

Las subvenciones estatales relacionadas con bonificación a la mano de obra se abonan directamente a resultados.

3.26.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos o plazos estimados de realización, como corrientes los con vencimiento igual o inferior a doce meses contados desde la fecha de corte de los estados financieros y como no corrientes, los mayores a ese período.

En el caso que existan obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo se encuentre asegurado, se reclasifican como no corrientes.

3.27.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios se reconocen por un monto que refleja la contraprestación recibidas o a recibir que la entidad tiene derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. La entidad

ha analizado y tomado en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes (identificación del contrato, identificar obligaciones de desempeño, determinar el precio de la transacción, asignar el precio, reconocer el ingreso). También ha evaluado la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la norma y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de Compañía General de Electricidad S.A., tal y como se describe a continuación:

3.27.1.- Ventas de electricidad.

Los contratos de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias con clientes para la venta de energía incluyen una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

3.27.2.- Servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica.

El ingreso por servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de los servicios que han sido suministrados hasta la fecha de cierre del período o ejercicio, dado que en dichos contratos existe una obligación de desempeño.

3.27.3.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes incluyen por lo general una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de bienes se registra en base a la facturación efectiva.

3.27.4.- Ingresos por intereses.

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método de la tasa de interés efectiva.

3.27.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho de recibirlos o se percibe su pago.

3.27.6.- Ingresos por construcción de obras.

Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método del producto (grado de avance físico). Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato.

3.27.7.- Ingresos por servicios de televisión por cable.

Los ingresos se reconocen en base a la facturación del servicio de televisión por cable, este procedimiento se hace una vez que el servicio se ha devengado.

3.28.- Arrendamientos.

3.28.1.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendatario.

Compañía General de Electricidad S.A. arrienda determinadas propiedades, planta y equipo. Para los arrendamientos donde la Sociedad tiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, la Sociedad reconoce los activos y pasivos derivados del contrato de arrendamiento con duración superior a 12 meses y de valor subyacente significativo en base a NIIF 16. Como arrendatario reconocerá los activos por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento que representa la obligación de los pagos mínimos por este concepto.

Cada pago por arrendamiento se distribuye entre el pasivo y las cargas financieras para obtener una tasa de interés constante sobre el saldo pendiente de la deuda. Las correspondientes obligaciones por arrendamiento, netas de cargas financieras, se incluyen como pasivos por arrendamientos. El elemento de interés del costo financiero se carga en el estado de resultados durante el período de arrendamiento de forma que se obtenga una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo para cada período o ejercicio. El activo adquirido en régimen de arrendamiento financiero se deprecia durante su vida útil o la duración del contrato, el menor de los dos.

3.28.2.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendador.

Cuando los activos son arrendados, el valor actual de los pagos por arrendamiento se reconoce como una cuenta financiera a cobrar. La diferencia entre el importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho importe se reconoce como rendimiento financiero del capital.

Los ingresos por arrendamiento financiero se reconocen durante el período del arrendamiento de acuerdo con el método de la inversión neta, que refleja una tasa de rendimiento periódico constante.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro de propiedades, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.29.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio en que son declarados y aprobados por los accionistas o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

3.30.- Costo de ventas.

Los costos de ventas incluyen el costo de adquisición de las materias primas e insumos necesarios para el desarrollo de los negocios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, depreciaciones de instalaciones y mano de obra directa a servicios prestados. Estos costos incluyen principalmente los costos de adquisición netos de descuentos obtenidos, los gastos e impuestos no recuperables.

3.31.- Estado de flujos de efectivo.

El Estado de Flujos de Efectivo Consolidado intermedio ha sido elaborado utilizando el método directo, y en el mismo se utilizan las siguientes expresiones con el significado que a continuación se indica:

- Actividades de operación: Actividades que constituyen los ingresos ordinarios del grupo, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o financiación.
- Actividades de inversión: Actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- Actividades de financiación: Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de operación.

El Grupo CGE no ha registrado transacciones que no representan movimientos de efectivo relacionadas con inversión o financiamiento al 30 de septiembre de 2021 y 2020. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.

4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

Compañía General de Electricidad S.A. efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo ejercicio se presentan a continuación:

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. Los resultados de las estimaciones efectuadas al 31 de diciembre de 2020 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 18.1). Al 30 de septiembre de 2021 no existen indicios de deterioro.

4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no son comercializados en un mercado activo (por ejemplo, acciones sin cotización o suficiente presencia bursátil, derivados extra-bursátiles, etc.) se determina usando técnicas de valuación. Compañía General de Electricidad S.A. aplica su juicio para seleccionar una variedad de métodos y aplica supuestos que principalmente se basan en las condiciones de mercado existentes a la fecha de cada estado de situación financiera. Compañía General de Electricidad S.A. utiliza flujos netos descontados o técnicas de valoración a base de múltiplos de Ebitda para ciertos activos financieros disponibles para la venta que no se comercializan en mercados activos.

4.3.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad ("los beneficios") depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo

neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

Compañía General de Electricidad S.A. determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza Compañía General de Electricidad S.A. para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, Compañía General de Electricidad S.A. considera las tasas de interés de mercado de bonos que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 23.5 se presenta información adicional al respecto.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de vidas útiles, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros consolidados de la Sociedad.

4.4.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias efectúan periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución y transmisión eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR / VI) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado, si corresponde, para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período o ejercicio. Dicho VNR /VI es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y Agg.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación, estimaciones de vidas útiles y valores residuales, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros consolidados de la Sociedad.

4.5.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.

Los precios de compra de energía y potencia establecidos en los diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los procesos licitatorios son traspasados a las tarifas de los clientes regulados mediante las fijaciones de precios de nudo promedio.

En este contexto, el 6 de mayo de 2019, el 5 de octubre de 2019, el 2 de noviembre de 2020, el 20 de marzo y el 20 de mayo de 2021, fueron publicados los Decretos N° 20T-2018, N° 7T-2019, N° 6T-2020, N° 16T-2020 y N° 19T-2020, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de julio de 2018, 1 de enero de 2019, 1 de julio de 2019, 1 de enero de 2020, 1 de julio de 2020 y 1 de enero de 2021, respectivamente.

El 2 de noviembre fue publicada en el Diario Oficial la Ley 21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados. Esta ley considera esencialmente:

- Entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios que las distribuidoras traspasarán a sus clientes corresponderán a los de enero de 2019 (PEC, precio estabilizado a clientes).
- Entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización (diciembre de 2027), podrán traspasar los precios de nudo promedio (PNP), los que no podrán superar el PEC reajustado por IPC a partir de enero de 2021.
- A partir de esta ley y hasta el término del mecanismo, las distribuidoras pagarán los precios de nudo promedio con un factor de ajuste que asegure la coherencia con la recaudación esperada del PEC. En caso de que el cálculo de precios de nudo promedio sea mayor al PEC, los precios serán ajustados a la baja; en caso contrario, serán incrementados para cubrir saldos no recaudados.
- La Comisión Nacional de Energía calculará, para cada contrato, las diferencias de facturación que se produzcan entre el precio establecido y el precio que se hubiera aplicado de acuerdo a dicho contrato. Este saldo en dólares será incorporado en los decretos tarifarios semestrales. A partir de julio de 2023 o hasta acumular un saldo USD 1.350 millones, no se podrán incrementar los saldos no recaudados.
- Los saldos no recaudados no devengarán interés, salvo a partir del 1 de enero de 2026 (libor de 6 meses más un spread correspondiente al riesgo país a la fecha de aplicación).
- Se considerarán para el mecanismo sólo aquellos contratos que inicien suministro antes de 2021.
- La Comisión Nacional de Energía deberá establecer mediante resolución exenta las reglas necesarias para la implementación del mecanismo de estabilización.
- Se deroga el Decreto N° 7T-2019 (precios de nudo promedio de julio de 2019), extendiéndose la vigencia del Decreto 20T-2018 hasta la publicación del decreto que corresponda dictar con posterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

Mediante Resolución Exenta N° 72-2020 del 5 de marzo, la Comisión Nacional de Energía estableció las disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la implementación del señalado mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica establecido en la Ley N° 21.185, la cual fue rectificadas a través de las Resoluciones Exentas N° 114-2020 del 9 de abril y N° 340-2020 del 3 de septiembre.

Por otro lado, en relación con la remuneración de las instalaciones de transmisión, el 3 de febrero de 2015 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 23T-2015 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor anual de transmisión por tramo de las instalaciones de Transmisión Nacional y sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2016-2019, con vigencia desde el 1 de enero de 2016. Asimismo, el 5 de octubre de 2018 fue publicado el Decreto N° 6T-2017 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor anual por tramo de las instalaciones de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019, con vigencia desde el 1 de enero de 2018.

Los cargos de transmisión aplicables a los clientes finales, considerando los decretos señalados precedentemente, junto con los valores adjudicados como resultados de los procesos de licitación de instalaciones de transmisión efectuados, son fijados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía.

Particularmente, en los informes que determinan los cargos de transmisión con vigencia a contar del 1 de enero de 2020 y siguientes, la Comisión Nacional de Energía incorporó un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión que permite evitar excesivas variaciones de estos y, por tanto, reducir en la medida de lo posible la afectación a los clientes finales sujetos a fijación de precios.

Finalmente, la Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019, estableció un mecanismo transitorio que para que los niveles de precios asociados al Valor Agregado de Distribución que estén siendo aplicados a la fecha de su publicación, permanezcan constantes hasta el término de su vigencia, debiendo las diferencias ser incorporadas a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados.

Con todo, las diferencias originadas por la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio y de las resoluciones que fijen los cargos de transmisión, ya sea debido a que se publiquen en fechas posteriores a las del inicio de sus vigencias o a la implementación de los mecanismos de estabilización descritos precedentemente, deberán ser traspasadas a los clientes regulados, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que tendrá en las cuentas de los clientes finales.

4.6.- Contingencia Covid-19

La Sociedad y sus subsidiarias se encuentran evaluando activamente e implementando permanentemente las medidas requeridas para enfrentar los posibles efectos del brote del Covid-19 en sus empleados, clientes y proveedores. A la fecha se ha ajustado la estimación de pérdida esperada en cartera de clientes el cual contempla el comportamiento histórico de la cartera de clientes y las provisiones de IPC y del desempleo.

5.- POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que están sometidas Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

Los negocios del sector eléctrico en que participan las empresas de CGE, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, donde el ente regulador permite obtener una rentabilidad razonable. Esto último gracias a que los precios de venta de energía son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado, tanto en las actividades de distribución y transmisión. Los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que conforman Compañía General de Electricidad S.A., en orden a prevenir y mitigar las consecuencias financieras negativas ante la posibilidad de ocurrencia de los principales riesgos financieros identificados.

5.1.1.- Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste.

Debido a que los negocios en que participan las empresas de CGE son fundamentalmente en pesos y unidades de fomento (UF), se ha determinado como política minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y unidades de reajuste entre sus flujos operacionales y de sus obligaciones financieras.

Al 30 de septiembre de 2021, CGE no cuenta con deuda financiera en moneda extranjera, en consecuencia, la deuda no se encuentra afectada al riesgo de variación de tipo de cambio.

Tipo de deuda	30-09-2021		31-12-2020	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	736.126.186	50,57%	802.532.957	53,03%
Deuda en unidades de fomento	301.472.844	20,71%	295.639.748	19,53%
Deuda en unidades de fomento con cobertura	418.112.026	28,72%	415.359.038	27,44%
Total deuda financiera	1.455.711.056	100,00%	1.513.531.743	100,00%

Cabe destacar que durante el ejercicio 2018 se ejecutaron 5 operaciones de derivados de cobertura UF / CLP para los bonos series D, E, K, M, y N, con lo cual el 79,29% del total de deuda financiera queda fijada en CLP.

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

En el periodo terminado el 30 de septiembre de 2021, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 20,71% de su deuda financiera denominada en UF que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 30 de septiembre de 2021, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 3.014.728 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que flujos de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en tasas de interés se relaciona principalmente con obligaciones financieras a tasas de interés variables.

Al 30 de septiembre de 2021, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 33,53% a tasa variable. Se estima que un incremento de 100 puntos base en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado un mayor gasto financiero de M\$ 3.525.955.

5.1.4.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. Las empresas que pertenecen a CGE mantienen una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento. En efecto, un 91,5% de la deuda financiera (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo.

Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa CGE. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de matriz o de cualquiera de sus filiales.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimientos de capital e intereses de CGE y subsidiarias, los cuales, como se indicó, se encuentran distribuidos mayoritariamente en el largo plazo.

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 30-09-2021	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	130.064.527	605.639.786	25.131.611			760.835.924
Bonos	33.885.953	123.610.312	256.859.924	206.638.768	298.539.353	919.534.310
Total	163.950.480	729.250.098	281.991.535	206.638.768	298.539.353	1.680.370.234
Porcentualidad	10%	43%	17%	12%	18%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2020	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	192.038.058	556.725.118	75.795.631			824.558.807
Bonos	33.132.975	84.371.466	263.438.879	241.563.797	295.258.232	917.765.349
Total	225.171.033	641.096.584	339.234.510	241.563.797	295.258.232	1.742.324.156
Porcentualidad	13%	37%	19%	14%	17%	100%

5.1.5.- Riesgo de crédito deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En el sector de distribución de electricidad, principal negocio de CGE, el riesgo de crédito ha sido históricamente bajo, debido a la importancia del suministro eléctrico en el diario vivir y la facultad de suspensión⁴ de este, establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, después una cantidad acotada de días contada desde el vencimiento de una cuenta impaga. Adicionalmente, contribuye a lo anterior la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, contemplada en la normativa, siendo necesario el pago de ella para la reposición del suministro. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

En el siguiente cuadro se refuerza el bajo riesgo crediticio. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de CGE es de aproximadamente 5,3 meses de ventas, reflejando las características de los negocios de distribución. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 6,54% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	1.607.548.504	1.765.474.692
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	839.937.818	838.771.316
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	125.181.791	124.698.370
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	5,3	4,8
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	6,54%	5,94%

Sin perjuicio de lo anterior, la actual situación de pandemia por el Covid-19 y la declaración de Estado de Catástrofe por Calamidad Pública vigente desde el 19 de marzo de 2020, ha resultado en un aumento del riesgo crédito, asociado al empeoramiento de las condiciones económicas, todo lo cual podría redundar en un aumento de la morosidad y de los

⁴ Actualmente se rige por la ley 21.249. (Ver Nota 2.1)

incobrables, lo que hace imprescindible una gestión integral de los riesgos asociados especialmente a la cartera de clientes vulnerables, considerando el principio del pass-through o de traspaso de costos en la cadena generación-transporte-distribución-consumo del servicio público eléctrico.

5.1.6.- Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

El análisis de deuda financiera a valor de mercado consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado, de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

Los principales pasivos financieros de CGE incluyen créditos bancarios y obligaciones con el público. El propósito de estos pasivos es asegurar financiamiento al desarrollo de las operaciones habituales de la empresa.

A continuación, se presenta un resumen de los pasivos financieros de CGE y sus subsidiarias al 30 de septiembre de 2021, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 30 de septiembre de 2021	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	736.126.186	692.920.475	-5,87%
Bonos (*)	719.584.870	741.225.414	3,01%
Total pasivo financiero	1.455.711.056	1.434.145.889	-1,48%

Deuda al 31 de diciembre de 2020	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	802.532.957	800.162.688	-0,30%
Bonos (*)	710.998.786	832.874.423	17,14%
Total pasivo financiero	1.513.531.743	1.633.037.111	7,90%

*Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF

5.1.7.- Riesgos regulatorios.

Eventuales cambios regulatorios pueden generar efectos de diversa índole en los resultados de la compañía. Actualmente, las materias que están en desarrollo y que se están monitoreando constantemente son las siguientes:

- La Ley N° 21.249, publicada el 8 de agosto de 2020, dispuso beneficios excepcionales en favor de los usuarios finales de los servicios sanitarios, de electricidad y de gas de red, estableciendo: a) la prohibición de cortar el suministro eléctrico por mora en el pago de las cuentas durante 90 días; y b) que, a solicitud de los clientes (vulnerables, tercera edad, cesantes y afectados en sus ingresos, entre otros), las deudas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y los 90 días posteriores al 8 de agosto de 2020 se deberán prorratear en hasta 12 cuotas mensuales, sin multas, ni intereses, ni gastos asociados. El 5 de enero de 2021 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.301 que principalmente extendió en 180 días adicionales la vigencia de la Ley N°21.249 y amplió a 36 las cuotas para la postergación de pagos. Posteriormente, con fecha 22 de mayo de 2021 fue publicada la Ley N°21.340 que prorroga los efectos de la Ley N°21.249, considerando: a) la

extensión de la vigencia de la Ley N°21.249 hasta el 31 de diciembre de 2021; b) si al término del plazo anterior, se encontrare vigente el Estado de Catástrofe, la extensión adicional por 60 días desde terminado este; c) la ampliación de beneficiarios para la postergación de deudas desde el 60% más vulnerable al 80%; y d) la ampliación de 36 a 48 cuotas para la postergación de deudas.

- Ley N° 21.304 publicada el 12 de enero 2021 sobre Suministro de Electricidad para Electrodependientes, la cual establece obligaciones adicionales para las empresas distribuidoras (registro de pacientes, priorización del restablecimiento del suministro, incorporación de un mecanismo de medición de consumo de costo de la empresa, entre otras), las cuales deberán comenzar a aplicarse en la forma en que determine el correspondiente reglamento, una vez que éste se publique.
- Proceso de tarificación de transmisión correspondiente al cuatrienio 2020-2023 y proceso de tarificación de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024, los cuales actualmente se encuentran en desarrollo, sin perjuicio de su aplicación retroactiva desde el 1 de enero y el 4 de noviembre de 2020, respectivamente.
- Proyecto de ley sobre Portabilidad Eléctrica, ingresado en el mes de septiembre de 2020 al Congreso Nacional, cuyos objetivos principales son habilitar a todos los usuarios finales para que puedan elegir su suministrador de electricidad (comercializador) e incorporar la figura del gestor de información.
- Modificación en la definición de horas de punta, en conformidad con lo establecido en el Decreto N° 3T-2021 del Ministerio de Energía, que fija los precios de nudo de corto plazo a partir del 1 de abril de 2021, atendido el contexto de emergencia de salud pública por la pandemia COVID-19.

5.1.8.- Riesgos ambientales.

En cuanto a los riesgos medioambientales de CGE, para todos los proyectos que tienen Resolución de Calificación Ambiental (RCA) Favorable, existe un riesgo frente al no cumplimiento de los compromisos establecidos en estas RCAs. Los proyectos son auditados y evaluados en sus compromisos ambientales por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que podría establecer multas por incumplimientos dependiendo de la gravedad de la falta. Este riesgo es bajo, ya que el cumplimiento de temas ambientales de los proyectos es parte del seguimiento y control que se realiza en CGE para cada obra.

Por otro lado, el riesgo de no obtener una RCA favorable para un proyecto es bajo, debido a la ingeniería, estudios y evaluación previa realizada por nuestras áreas especialistas.

Existen además sanciones asociadas a la gestión de residuos, disposición final de transformadores, equipos con contaminantes PCB, donde las infracciones asociadas a la gestión de residuos serán sancionadas por la Autoridad Sanitaria previa instrucción del respectivo sumario sanitario, en conformidad con lo establecido en el Código Sanitario. Durante el año 2020 no se registraron intervenciones de terceros que pudiesen originar un siniestro medioambiental.

En cuanto a los riesgos medioambientales de EDELMAG, los riesgos a los que se expone se presentan principalmente en el segmento generación, debido a que las centrales térmicas generadoras durante su operación podrían superar los límites ambientales, referidos a ruido y emisiones gaseosas. Sin embargo, se mantiene un adecuado monitoreo anual de

los niveles de emisión, en el primer caso, y de calidad de aire en el segundo, por medio de campañas de medición de ruido, así como de concentración de gases, con el objeto de que éstos cumplan con los máximos exigidos por la autoridad, según se expresa en los Decretos N°38/2012, “Establece Norma de Emisión de Ruidos Generado por Fuentes que Indica” y el Decreto N°13/2011 “Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctrica”, respectivamente.

Respecto de posibles contaminaciones con residuos peligrosos, EDELMAG efectúa la gestión de éstos, de acuerdo con las directrices establecidas en el Decreto N°148/2014 que “Aprueba Reglamento Sanitario sobre Manejo de Residuos Peligrosos”. Los procesos abarcan desde el origen hasta su eliminación e incluyen acciones para un adecuado manejo, rotulación, almacenamiento, transporte y disposición final.

5.1.9.- Riesgos cambio climático.

Las condiciones climáticas en la zona de concesión de CGE y su filial EDELMAG han variado en los últimos años presentando aumento de temperaturas y mayores niveles de precipitaciones, ante lo cual las áreas técnicas han dispuesto de planes de contingencia que recogen estas condiciones de manera de disminuir el impacto de condiciones extremas en la continuidad del servicio eléctrico, así como la ejecución de planes de mantenimiento basados en inspecciones de estructuras. No obstante lo anterior, la Compañía cuenta con infraestructura diseñada y planes de operación para soportar las condiciones climáticas que puedan darse en su zona de operación. Respecto de eventos climáticos extremos poco frecuentes que puedan generar daños en los activos y afectación de la operación normal de los negocios de la sociedad, con el objeto de mitigar los efectos negativos que éstos pudiesen ocasionar en los negocios y resultados de la Compañía, se cuenta con mecanismos de detección temprana de incidentes, sin perjuicio de no poder desconocerse que la ocurrencia de este tipo de fenómenos es inevitable.

Por último, CGE ha previsto tanto por efectos del cambio climático, como de impactos por eventos inesperados que afecten la disponibilidad de sus activos fijos, entre los que se encuentran edificaciones, infraestructura y equipamiento, así como los riesgos de responsabilidad civil que ellos pudiesen originar, se ha contemplado su cobertura a través de pólizas de seguro cuyos términos y condiciones corresponden a los usuales en el mercado.

5.1.10. Restricciones financieras.

Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias han convenido con tenedores de bonos covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros tal como se detalla en Nota 34.4.

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios por el período terminado al 30 de septiembre de 2021 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 la sociedad y sus subsidiarias incluidas en dicha consolidación se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

Con fecha 24 de septiembre de 2021, la Junta Extraordinaria de Accionista de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la división social de sí misma en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta (CGE Transmisión S.A.), también aprobó que se Compañía General de Electricidad S.A. se constituya en aval y/o fiador y/o codeudor solidario de la CGE Transmisión S.A. respecto de todas y cada una de las

obligaciones presentes o futuras emanadas de las deudas bancarias asignadas producto de la división, como asimismo de sus prórrogas, renovaciones, reprogramaciones, modificaciones, novaciones o sustituciones totales o parciales.

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

6.1.- Composición del rubro.

La composición del rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	280.603	160.889
Saldos en bancos.	18.959.140	88.716.583
Otros depósitos a la vista.		
Total efectivo.	19.239.743	88.877.472
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	126.100.000	166.503.935
Otros equivalentes al efectivo (*).	50.119.589	70.214.191
Total equivalente al efectivo.	176.219.589	236.718.126
Total	195.459.332	325.595.598
(*) Otros equivalentes al efectivo	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Cuotas de fondos mutuos.	50.119.589	70.214.191
Total otros equivalentes al efectivo.	50.119.589	70.214.191

La composición del rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	194.634.999	321.999.278
	US \$	792.346	3.563.157
	AR \$	1.535	11.166
	EUR \$	30.452	21.997
Total		195.459.332	325.595.598

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados intermedios de situación financiera al 30 de septiembre de 2021 y 2020 no difieren del presentado en los estados consolidados intermedios de flujos de efectivo. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

La Sociedad al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 tiene disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M\$139.000.000.

Sus subsidiarias al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 tienen disponibles y no utilizadas líneas de sobregiro por M\$ 975.000.

6.2.- Detalles flujos de efectivo.

El siguiente es el detalle de la composición de los otros cobros y pagos por actividades de la operación al 30 de septiembre de 2021 y 2020.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2021 30-09-2021 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$
Otros cobros por actividades de operación		
Cobro de reliquidación de tarifas de subtransmisión	47.487.033	24.722.907
Otros cobros		86.811
Total otros cobros por actividades de operación	47.487.033	24.809.718

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2021 30-09-2021 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$
Otros pagos por actividades de operación		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional	(37.461.904)	(33.903.729)
Otros pagos (multas, indemnizaciones, juicios)	(41.698)	(58.427)
Total otros pagos por actividades de operación	(37.503.602)	(33.962.156)

6.3.- Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento.

El siguiente es el detalle de la Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020.

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo			
	Saldo al 31-12-2020 M\$	Provenientes M\$	Utilizados M\$	Intereses pagados M\$	Total M\$	Diferencias de cambio/Unidad de Reajuste M\$	Costos financieros M\$	Otros M\$	Saldo al 30-09-2021 M\$
Otros pasivos financieros. (préstamos bancarios)	802.532.957	173.950.084	(236.685.053)	(33.433.950)	706.364.038		29.460.149	301.999	736.126.186
Otros pasivos financieros. (bonos)	709.156.397		(9.444.149)	(23.869.901)	675.842.347	24.488.667	18.441.041	(960.750)	717.811.305
Otros pasivos financieros. (Instrumentos financieros)	1.842.389				1.842.389			(68.824)	1.773.565
Cuenta corriente mercantil	3.832.068	99.619.845	(99.341.197)	(244.552)	3.866.164		244.552		4.110.716
Total	1.517.363.811	273.569.929	(345.470.399)	(57.548.403)	1.387.914.938	24.488.667	48.145.742	(727.575)	1.459.821.772

	Flujo de efectivo de financiamiento					Cambios que no representan flujo de efectivo			
	Saldo al 31-12-2019 M\$	Provenientes M\$	Utilizados M\$	Intereses pagados M\$	Total M\$	Diferencias de cambio M\$	Costos financieros M\$	Otros M\$	Saldo al 31-12-2020 M\$
Otros pasivos financieros. (préstamos bancarios)	654.253.448	655.749.322	(497.987.369)	(29.843.166)	782.172.235		27.016.446	(6.655.724)	802.532.957
Otros pasivos financieros. (bonos)	583.276.041	114.343.039	(9.101.374)	(19.405.276)	669.112.430	16.748.539	23.295.428		709.156.397
Otros pasivos financieros. (Instrumentos financieros)	1.989.786			(25.181.217)	(23.191.431)		25.033.820		1.842.389
Cuenta corriente mercantil	25.514.594	4.650.354	(12.942.959)	(246.910)	16.975.079			(13.143.011)	3.832.068
Total	1.265.033.869	774.742.715	(520.031.702)	(74.676.569)	1.445.068.313	16.748.539	75.345.694	(19.798.735)	1.517.363.811

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Otros activos financieros	30-09-2021		31-12-2020	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos de cobertura.		48.840.612		29.117.141
Activos financieros disponibles para la venta.		175.001		175.001
Total	0	49.015.613	0	29.292.142

7.1.- Activos y pasivos de cobertura.

El Grupo CGE, manteniendo la política de gestión de riesgos, tiene suscritos contratos de derivados que cubren las variaciones de tasas de interés y unidad de fomento. Estos derivados han sido designados como de cobertura y se clasifican bajo los rubros otros activos financieros y otros pasivos financieros.

Los contratos de derivados que no hayan madurado son valorizados a su valor razonable y reconocidos sus resultados en cuentas de activos o pasivos según corresponda, y en las cuentas de patrimonio denominada otro resultado integral o en el resultado del ejercicio, según el tipo de cobertura.

El Grupo CGE no ha reconocido en resultados ineficiencias de partidas cubiertas en instrumentos derivados. A continuación, se detalla la composición de los activos y pasivos de cobertura al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
CGE S.A.	Cross Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y tipo de cambio.	Pasivos Financieros			48.840.612	29.117.141
Total					0	0	48.840.612	29.117.141

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
CGE S.A.	Cros Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y tipo de cambio.	Pasivos Financieros	1.773.565	1.842.389		
Total					1.773.565	1.842.389	0	0

Los pasivos de coberturas se encuentran expuestos para los efectos de presentación en el estado de situación en la Nota 20.1.

7.2.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		30-09-2021	31-12-2020
			30-09-2021	31-12-2020	M\$	M\$
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	50.000	5,00000%	5,00000%	175.001	175.001
Total					175.001	175.001

7.3.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIIF 9. Dichas metodologías aplicadas para cada clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

- Nivel I: Valores o precios de cotización en mercados activos para activos y pasivos idénticos.
- Nivel II: Información (“inputs”) provenientes de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel I, pero observables en mercados para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios).
- Nivel III: Inputs para activos o pasivos que no se basen en datos de mercados observables.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados intermedios.

7.3.1.- Activos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	30-09-2021		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo		48.840.612		48.840.612	
Total	0	48.840.612	0	48.840.612	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo		29.117.141		29.117.141	
Total	0	29.117.141	0	29.117.141	0

7.3.2.- Pasivos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	30-09-2021		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.773.565			1.773.565	
Total	1.773.565	0	0	1.773.565	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.842.389			1.842.389	
Total	1.842.389	0	0	1.842.389	0

7.3.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	30-09-2021		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Total	0	175.001	0	0	175.001

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Total	0	175.001	0	0	175.001

Un porcentaje significativo de los valores razonables de los activos financieros disponibles para la venta que no son comercializados en un mercado activo, han sido determinados utilizando técnicas de valuación como lo señala la Nota 4.2. El valor razonable de las inversiones menores que no tienen un precio de mercado cotizado en un mercado activo, han sido valorizados a su costo de adquisición por la baja significancia que ellos representan.

Conforme a NIIF 9, las variaciones en el valor justo de estas inversiones son registradas en otros resultados integral y acumuladas en patrimonio hasta su realización, neto de impuesto diferido.

7.4.- Categorías de activos y pasivos financieros.

A continuación se presentan las diferentes categorías de activos y pasivos financieros, comparando los valores registrados contablemente al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 y sus respectivos valores razonables.

30 de septiembre de 2021	A valor Razonable		Activos al costo amortizado M\$	Pasivos al costo amortizado M\$	Total valor Contable M\$	Total a valor Razonable M\$
	Con Cambios en resultado M\$	Con Cambios en Otros resultados integrales M\$				
ACTIVOS						
Equivalentes al efectivo.			176.219.589		176.219.589	176.219.589
Otros activos financieros.		49.015.613			49.015.613	49.015.613
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			714.756.027		714.756.027	714.756.027
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			527.801		527.801	527.801
TOTAL ACTIVOS	0	49.015.613	891.503.417	0	940.519.030	940.519.030
PASIVOS						
Otros pasivos financieros						
Préstamos Bancarios.				736.126.186	736.126.186	692.920.475
Obligaciones con el público (bonos)				717.811.305	717.811.305	741.225.414
Derivados		1.773.565			1.773.565	1.773.565
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				581.626.653	581.626.653	581.626.653
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				9.219.864	9.219.864	9.219.864
TOTAL PASIVOS	0	1.773.565	0	2.044.784.008	2.046.557.573	2.026.765.971

31 de diciembre de 2020	A valor Razonable		Activos al costo amortizado M\$	Pasivos al costo amortizado M\$	Total valor Contable M\$	Total a valor Razonable M\$
	Con Cambios en resultado M\$	Con Cambios en Otros resultados integrales M\$				
ACTIVOS						
Equivalentes al efectivo.			236.718.126		236.718.126	236.718.126
Otros activos financieros.		29.292.142			29.292.142	29.292.142
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.			714.072.946		714.072.946	714.072.946
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			2.102.985		2.102.985	2.102.985
TOTAL ACTIVOS	0	29.292.142	952.894.057	0	982.186.199	982.186.199
PASIVOS						
Otros pasivos financieros						
Préstamos Bancarios.				802.532.957	802.532.957	800.162.688
Obligaciones con el público (bonos)				709.156.397	709.156.397	832.874.423
Derivados		1.842.389			1.842.389	1.842.389
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.				544.987.571	544.987.571	544.987.571
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				24.244.282	24.244.282	24.244.282
TOTAL PASIVOS	0	1.842.389	0	2.080.921.207	2.082.763.596	2.204.111.353

8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

8.1.- Composición del rubro.

8.1.1.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Deudores comerciales, neto.	367.352.402	336.824.977	19.123.013	13.075.420
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	124.385	355.488	81.281	1.331.865
Otras cuentas por cobrar, neto.	16.599.455	50.635.261	311.475.491	311.849.935
Total	384.076.242	387.815.726	330.679.785	326.257.220

8.1.2.- Detalle de otras cuentas por cobrar, neto.

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	1.124.457	1.261.245	221.001	335.170
Anticipo de remuneraciones.	210.993	313.743		
Fondos por rendir.	1.506	55.826		
Sub total	1.336.956	1.630.814	221.001	335.170
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	198.170			
Sub total	198.170	0	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	4.121.781	36.471.017	311.254.490	311.514.765
Anticipo Proveedores.	14.816.758	16.450.312		
Boletas garantías.	687	687		
Otros documentos por cobrar.	245.773	220.472		
Otros.	7.737	332.161		
Provisión de deterioro.	(4.128.407)	(4.470.202)		
Sub total	15.064.329	49.004.447	311.254.490	311.514.765
Total	16.599.455	50.635.261	311.475.491	311.849.935

(*) Ver Nota N° 4.5

8.1.3.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Deudores comerciales, bruto.	488.405.786	457.053.145	19.123.013	13.075.420
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	124.385	355.488	81.281	1.331.865
Otras cuentas por cobrar, bruto.	20.727.862	55.105.463	311.475.491	311.849.935
Total	509.258.033	512.514.096	330.679.785	326.257.220

8.1.4.- Deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Deudores comerciales.	121.053.384	120.228.168
Otras cuentas por cobrar.	4.128.407	4.470.202
Total	125.181.791	124.698.370

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo inicial.	124.698.370	98.091.564
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(10.057.422)	(15.472.119)
Transferencia por enajenación de subsidiaria		(578.688)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	10.540.843	42.657.613
Total	125.181.791	124.698.370

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que Compañía General de Electricidad S.A. no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada.

Respecto a la calidad crediticia, en materia de energía eléctrica, las empresas distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. En el artículo 146 de este último se regula el plazo para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente final, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora. Lo anterior, sumado a que en el artículo 147 se establecen los plazos para suspensión por deudas del suministro eléctrico, se traduce en que las cuentas por cobrar provenientes de la actividad comercial del negocio eléctrico son de riesgo limitado.

Compañía General de Electricidad S.A. ha definido las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

- Clientes energéticos
- Clientes no energéticos

Se consideran saldos de dudoso cobro, todos aquellos que se incluyen en la matriz de cálculo de pérdida esperada basado en la experiencia histórica de pérdidas crediticias del Grupo CGE, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

La política de provisión de incobrables de CGE y subsidiarias contempla la actualización de las variables macroeconómicas cuando lo amerite en caso de visualizar un cambio significativo. Debido al escenario actual, se ha revisado el modelo de pérdida esperada, el cual contempla el comportamiento histórico de la cartera de clientes y las previsiones de tasas de IPC y del desempleo ajustando estas negativamente al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020. Se observa un aumento en la provisión de incobrables en el último año producto de dos eventos relevantes; primero, por un deterioro de las condiciones de la cartera de clientes vulnerables con énfasis desde la crisis social de octubre de 2019 y que parcialmente se vieron reflejadas en el cierre del mismo año; y, en segundo lugar, por efectos asociados a la crisis sanitaria actual debido a la pandemia de Covid 19 que ha generado efectos en la evolución de las variables de crecimiento y mayor desempleo, afectando la capacidad de pago de los clientes residenciales y pequeñas y medianas empresas, con la consecuente postergación de pagos.

Adicionalmente, la Ley N°21.249, extendida por la Ley N°21.301, fue posteriormente extendida nuevamente por la Ley N°21.340, que beneficia a diversos grupos de clientes vulnerables entre los que se cuentan mayores de edad, desempleados, adultos mayores y microempresas entre otros, otorgando a estos clientes la facultad de convenir sus deudas morosas hasta en 48 cuotas, sin interés e impidiendo el corte de suministro. El plazo para acogerse a este beneficio es hasta el día 31 de diciembre de 2021, lo que ha generado un análisis adicional por parte de la Compañía, determinando la actualización de los factores de incobrabilidad en el modelo de provisión de incobrables de forma de recoger adecuadamente la situación de emergencia en la cartera de clientes.

Los castigos tributarios son realizados en la medida que las deudas son declaradas sin posibilidad alguna de recupero, de acuerdo a las normas tributarias vigentes.

8.1.5.- Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.

Pagos mínimos a recibir por arrendamiento, arrendamientos financieros	30-09-2021			31-12-2020		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	135.398	(11.013)	124.385	474.133	(118.645)	355.488
Posterior a un año pero menor de cinco años.	87.449	(6.168)	81.281	1.430.646	(226.783)	1.203.863
Más de cinco años.			0	130.509	(2.507)	128.002
Total	222.847	(17.181)	205.666	2.035.288	(347.935)	1.687.353

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

30-09-2021	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	213.408.899	48.132.523	22.279.434	14.490.270	12.646.286	11.689.265	9.092.638	8.706.069	11.428.711	155.654.704	507.528.799	488.405.786	19.123.013
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	124.385									81.281	205.666	124.385	81.281
Otras cuentas por cobrar, bruto.	327.084.212	41.551	19.509							5.058.081	332.203.353	20.727.862	311.475.491
Provision deterioro Deudores Comerciales	(2.476.339)	(1.248.922)	(1.058.988)	(1.496.158)	(1.817.912)	(1.764.657)	(1.855.874)	(2.129.436)	(2.742.707)	(104.462.392)	(121.053.384)	(121.053.384)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(4.128.407)	(4.128.407)	(4.128.407)	
Total	538.141.157	46.925.152	21.239.955	12.994.112	10.828.374	9.924.608	7.236.764	6.576.633	8.686.004	52.203.267	714.756.027	384.076.242	330.679.785

31-12-2020	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	212.182.955	45.777.083	23.009.775	14.510.672	18.730.385	12.906.641	8.617.051	8.263.896	11.710.982	114.419.125	470.128.565	457.053.145	13.075.420
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	355.488									1.331.865	1.687.353	355.488	1.331.865
Otras cuentas por cobrar, bruto.	361.954.649	96.866	78.036							4.825.847	366.955.398	55.105.463	311.849.935
Provision deterioro Deudores Comerciales	(12.416.700)	(618.586)	(1.015.804)	(4.073.675)	(4.133.582)	(3.932.266)	(4.056.088)	(4.976.970)	(3.509.129)	(81.495.368)	(120.228.168)	(120.228.168)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(4.470.202)	(4.470.202)	(4.470.202)	
Total	562.076.392	45.255.363	22.072.007	10.436.997	14.596.803	8.974.375	4.560.963	3.286.926	8.201.853	34.611.267	714.072.946	387.815.726	326.257.220

8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.

El resumen de estratificación de cartera al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

30-09-2021								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		107.532.354					107.532.354	0
Por vencer. (2)	476.609	75.868.541	(1.966.648)	253.545	30.008.004	(509.690)	105.876.545	(2.476.338)
Sub total por vencer	476.609	183.400.895	(1.966.648)	253.545	30.008.004	(509.690)	213.408.899	(2.476.338)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	357.682	45.736.850	(1.158.601)	10.022	2.395.673	(90.320)	48.132.523	(1.248.921)
Entre 31 y 60 días	92.018	21.290.727	(930.886)	5.251	988.707	(128.103)	22.279.434	(1.058.989)
Entre 61 y 90 días	35.458	13.579.434	(1.266.425)	4.361	910.836	(229.733)	14.490.270	(1.496.158)
Entre 91 y 120 días	26.686	11.639.990	(1.431.894)	4.107	1.006.296	(386.018)	12.646.286	(1.817.912)
Entre 121 y 150 días	22.348	10.821.185	(1.411.982)	3.712	868.080	(352.675)	11.689.265	(1.764.657)
Entre 151 y 180 días	19.727	8.541.430	(1.617.351)	3.102	551.208	(238.524)	9.092.638	(1.855.875)
Entre 181 y 210 días	18.055	8.371.996	(1.925.555)	2.816	334.073	(203.881)	8.706.069	(2.129.436)
Entre 211 y 250 días	23.505	11.009.215	(2.481.780)	4.226	419.496	(260.928)	11.428.711	(2.742.708)
Más de 250 días	592.288	134.964.802	(84.518.278)	115.969	20.689.902	(19.944.113)	155.654.704	(104.462.391)
Sub total vencidos	1.187.767	265.955.629	(96.742.751)	153.566	28.164.271	(21.834.295)	294.119.900	(118.577.046)
Total	1.664.376	449.356.524	(98.709.399)	407.111	58.172.275	(22.343.985)	507.528.799	(121.053.384)

31-12-2020								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)	0	125.254.280					125.254.280	0
Por vencer. (2)	421.085	69.095.432	(12.126.021)	258.647	17.833.243	(290.679)	86.928.675	(12.416.700)
Sub total por vencer	421.085	194.349.712	(12.126.021)	258.647	17.833.243	(290.679)	212.182.955	(12.416.700)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	337.151	44.264.149	(556.771)	10.175	1.512.934	(61.815)	45.777.083	(618.586)
Entre 31 y 60 días	86.545	22.339.584	(916.145)	5.326	670.191	(99.658)	23.009.775	(1.015.803)
Entre 61 y 90 días	33.308	13.912.706	(3.892.033)	4.416	597.966	(181.642)	14.510.672	(4.073.675)
Entre 91 y 120 días	25.103	18.175.341	(3.953.283)	4.163	555.044	(180.299)	18.730.385	(4.133.582)
Entre 121 y 150 días	20.989	12.366.155	(3.716.308)	3.765	540.486	(215.958)	12.906.641	(3.932.266)
Entre 151 y 180 días	18.552	8.105.563	(3.832.362)	3.140	511.488	(223.725)	8.617.051	(4.056.087)
Entre 181 y 210 días	17.064	7.669.757	(4.722.764)	2.853	594.139	(254.207)	8.263.896	(4.976.971)
Entre 211 y 250 días	22.276	10.971.650	(3.351.601)	4.290	739.332	(157.528)	11.710.982	(3.509.129)
Más de 250 días	556.599	94.456.484	(66.490.557)	118.012	19.962.641	(15.004.812)	114.419.125	(81.495.369)
Sub total vencidos	1.117.587	232.261.389	(91.431.824)	156.140	25.684.221	(16.379.644)	257.945.610	(107.811.468)
Total	1.538.672	426.611.101	(103.557.845)	414.787	43.517.464	(16.670.323)	470.128.565	(120.228.168)

(1) Vendida y no facturada: Corresponde a la estimación de energía por facturar que ha sido suministrada hasta la fecha de cierre de los estados financieros.

(2) Por vencer: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros se encuentran sin vencer su fecha de pago.

(3) Vencidos: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros tienen como mínimo un día de morosidad con respecto a su fecha de vencimiento.

8.3.1.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento eléctrico Chile.

30-09-2021								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico Chile	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		107.532.354					107.532.354	0
Por vencer. (2)	476.438	74.753.206	(1.966.648)	253.545	30.008.004	(509.690)	104.761.210	(2.476.338)
Sub total por vencer	476.438	182.285.560	(1.966.648)	253.545	30.008.004	(509.690)	212.293.564	(2.476.338)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	357.654	45.585.190	(1.158.601)	10.022	2.395.673	(90.320)	47.980.863	(1.248.921)
Entre 31 y 60 días	92.009	21.238.660	(927.320)	5.251	988.707	(128.103)	22.227.367	(1.055.423)
Entre 61 y 90 días	35.456	13.515.417	(1.259.953)	4.361	910.836	(229.733)	14.426.253	(1.489.686)
Entre 91 y 120 días	26.685	11.619.236	(1.428.876)	4.107	1.006.296	(386.018)	12.625.532	(1.814.894)
Entre 121 y 150 días	22.345	10.816.363	(1.408.725)	3.712	868.080	(352.675)	11.684.443	(1.761.400)
Entre 151 y 180 días	19.725	8.478.206	(1.616.863)	3.102	551.208	(238.524)	9.029.414	(1.855.387)
Entre 181 y 210 días	18.054	8.369.590	(1.925.555)	2.816	334.073	(203.881)	8.703.663	(2.129.436)
Entre 211 y 250 días	23.503	10.991.707	(2.481.615)	4.226	419.496	(260.928)	11.411.203	(2.742.543)
Más de 250 días	592.215	134.848.866	(84.470.094)	115.969	20.689.902	(19.944.113)	155.538.768	(104.414.207)
Sub total vencidos	1.187.646	265.463.235	(96.677.602)	153.566	28.164.271	(21.834.295)	293.627.506	(118.511.897)
Total	1.664.084	447.748.795	(98.644.250)	407.111	58.172.275	(22.343.985)	505.921.070	(120.988.235)

31-12-2020								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico Chile	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		125.254.280					125.254.280	0
Por vencer. (2)	420.884	68.305.095	(12.126.021)	258.647	17.833.243	(290.679)	86.138.338	(12.416.700)
Sub total por vencer	420.884	193.559.375	(12.126.021)	258.647	17.833.243	(290.679)	211.392.618	(12.416.700)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	337.119	43.900.687	(556.771)	10.175	1.512.934	(61.815)	45.413.621	(618.586)
Entre 31 y 60 días	86.538	22.315.494	(912.422)	5.326	670.191	(99.658)	22.985.685	(1.012.080)
Entre 61 y 90 días	33.298	13.863.173	(3.885.276)	4.416	597.966	(181.642)	14.461.139	(4.066.918)
Entre 91 y 120 días	25.097	18.156.062	(3.950.132)	4.163	555.044	(180.299)	18.711.106	(4.130.431)
Entre 121 y 150 días	20.982	12.345.833	(3.712.908)	3.765	540.486	(215.958)	12.886.319	(3.928.866)
Entre 151 y 180 días	18.551	8.102.696	(3.831.853)	3.140	511.488	(223.725)	8.614.184	(4.055.578)
Entre 181 y 210 días	17.062	7.669.549	(4.722.764)	2.853	594.139	(254.207)	8.263.688	(4.976.971)
Entre 211 y 250 días	22.275	10.970.682	(3.351.429)	4.290	739.332	(157.528)	11.710.014	(3.508.957)
Más de 250 días	556.527	94.346.649	(66.440.252)	118.012	19.962.641	(15.004.812)	114.309.290	(81.445.064)
Sub total vencidos	1.117.449	231.670.825	(91.363.807)	156.140	25.684.221	(16.379.644)	257.355.046	(107.743.451)
Total	1.538.333	425.230.200	(103.489.828)	414.787	43.517.464	(16.670.323)	468.747.664	(120.160.151)

8.3.2.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento servicios.

30-09-2021								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	171	1.115.335					1.115.335	0
Sub total por vencer	171	1.115.335	0	0	0	0	1.115.335	0
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	28	151.660					151.660	0
Entre 31 y 60 días	9	52.067	(3.566)				52.067	(3.566)
Entre 61 y 90 días	2	64.017	(6.472)				64.017	(6.472)
Entre 91 y 120 días	1	20.754	(3.018)				20.754	(3.018)
Entre 121 y 150 días	3	4.822	(3.257)				4.822	(3.257)
Entre 151 y 180 días	2	63.224	(488)				63.224	(488)
Entre 181 y 210 días	1	2.406					2.406	0
Entre 211 y 250 días	2	17.508	(165)				17.508	(165)
Más de 250 días	73	115.936	(48.184)				115.936	(48.184)
Sub total vencidos	121	492.394	(65.149)	0	0	0	492.394	(65.149)
Total	292	1.607.729	(65.149)	0	0	0	1.607.729	(65.149)

31-12-2020								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	201	790.337					790.337	0
Sub total por vencer	201	790.337	0	0	0	0	790.337	0
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	32	363.462					363.462	0
Entre 31 y 60 días	7	24.090	(3.723)				24.090	(3.723)
Entre 61 y 90 días	10	49.533	(6.757)				49.533	(6.757)
Entre 91 y 120 días	6	19.279	(3.151)				19.279	(3.151)
Entre 121 y 150 días	7	20.322	(3.400)				20.322	(3.400)
Entre 151 y 180 días	1	2.867	(509)				2.867	(509)
Entre 181 y 210 días	2	208					208	0
Entre 211 y 250 días	1	968	(172)				968	(172)
Más de 250 días	72	109.835	(50.305)				109.835	(50.305)
Sub total vencidos	138	590.564	(68.017)	0	0	0	590.564	(68.017)
Total	339	1.380.901	(68.017)	0	0	0	1.380.901	(68.017)

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

30-09-2021				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	36	352.818	4.278	23.467.145
Total	36	352.818	4.278	23.467.145

31-12-2020				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	170	1.083.459	5.157	26.667.669
Total	170	1.083.459	5.157	26.667.669

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 30 de septiembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2021 30-09-2021 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2021 30-09-2021 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$
	Provisión cartera no repactada	4.867.181	29.017.182	1.761.980
Provisión cartera repactada	5.673.662	1.097.725	222.487	22.009
Total	10.540.843	30.114.907	1.984.467	10.916.764

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 30 de septiembre de 2021 y 2020 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2021	Operaciones	01-07-2021
	N°	30-09-2021	N°	30-09-2021
		M\$		M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	27.639.423	1.136.160.388	9.102.057	400.765.679
Ventas de servicios	2.113	8.474.871	1.032	3.246.723
Total	27.641.536	1.144.635.259	9.103.089	404.012.402

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2020	Operaciones	01-07-2020
	N°	30-09-2020	N°	30-09-2020
		M\$		M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	27.134.293	1.296.199.606	9.416.451	418.053.737
Ventas de servicios	1.351	6.879.218	648	2.427.837
Total	27.135.644	1.303.078.824	9.417.099	420.481.574

9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.

Las transacciones con empresas relacionadas son por lo general de pago/cobro inmediato o hasta 90 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en el Título XVI de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

Compañía General de Electricidad S.A., tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el período o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones.

Al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		11.288		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		247		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Arriendo de Propiedades y servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		36.986		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	7.463			
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		93.813		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		4.341		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		2.326		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		1.444.308		
77.332.779-3	State Grid Chile Electricity SpA	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	13.616			
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Arriendo de Propiedades y servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		453.824		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		55.852		
96.813.520-1	Chilquinta Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	130.452			
96.766.110-4	Energía de Casablanca S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	5.026			
96.884.450-4	Luz Linares S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	254.957			
96.866.680-0	Luz Parral S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	7.664			
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	13.582			
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	95.041			
TOTALES							527.801	2.102.985	0	0

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30-09-2021	31-12-2020	30-09-2021	31-12-2020
							M\$	M\$	M\$	M\$
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A., Agencia en Chile	Chile	Dividendo mínimo por pagar	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$		17.738.959		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	4.110.716	2.202.321		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	5.026.981			
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		21.770		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		1.629.748		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		2.121.365		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		520.621		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$		9.498		
77.302.440-5	Tecnored S.A.	Chile	Compra de materiales y equipos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	82.167			
TOTALES							9.219.864	24.244.282	0	0

9.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2021 30-09-2021		01-01-2020 30-09-2020		01-07-2021 30-09-2021		01-07-2020 30-09-2020	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Naturgy Informática S.A.	España	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	675.815	(675.815)	860.375	(860.375)				
0-E	Naturgy Energy Group S.A.	España	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	179.276	(179.276)						
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Reembolso de impuestos	CL \$			138.801	(138.801)			136.425	(136.425)
0-E	Gasmart S. A.	Argentina	Negocios conjuntos	Reembolso de impuestos	AR \$			6.200	(6.200)			6.200	(6.200)
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Reembolso de impuestos	AR \$			7.483	(7.483)			7.483	(7.483)
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	1.494	1.494	2.035	2.035	228	228	647	647
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Ingreso por venta activo fijo	CL \$	21.428	21.428						
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$			31.294	(31.294)				
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$			681	681			244	244
76.202.178-1	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	3.592.991	(3.592.991)						
76.202.178-1	Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	CL \$	30.646	30.646			9.446	9.446		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL \$	9.161.520	(9.161.520)	5.521.266	(5.521.266)	3.078.478	(3.078.478)	1.914.598	(1.914.598)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	1.799	1.799	1.740	1.740	606	606	582	582
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	11.280	(11.280)	6.422	(6.422)	5.359	(5.359)	1.831	(1.831)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	243.487	243.487	209.560	209.560	82.030	82.030	52.591	52.591
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	83.123	83.123	23.286	23.286	27.679	27.679	7.501	7.501
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	16.283	16.283	75.765	75.765	4.993	4.993	25.251	25.251
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	28.703	28.703	26.302	26.302	13.042	13.042	26.302	26.302
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Construcción de redes eléctricas	CL \$	1.488.750		11.044	11.044	496.250		3.347	3.347
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	75.376	75.376	4.697	4.697	74.297		694	694
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	14.131	14.131	20.604	20.604			6.884	6.884
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$			107.133	(107.133)				
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$			1.225	1.225			80	80
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Servicio construcción y cierre de obra	CL \$			1.485.672				495.000	
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Asesorías profesionales	CL \$			5.151.638	(5.151.638)			2.151.830	(2.151.830)
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$			1.694	1.694			0	0
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$			4.977	(4.977)			1.957	(1.957)
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos	CL \$			8.161	(8.161)			8.161	(8.161)
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	341.878	341.878	574.243	574.243	(56.889)	(56.889)	574.243	574.243
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	181.123	181.123	217.592	217.592	26.157	26.157	66.947	66.947
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios prestados	CL \$	16	16						
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de gestión	CL \$	106.094	106.094			106.094	106.094		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por servicios de subtransmisión	CL \$	214.333	214.333	307.197	307.197	30.857	30.857	99.310	99.310
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$			12.550	12.550			288	288
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$			636	(636)			635	(635)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	52.789	(52.789)	203.768	(203.768)	6.054	(6.054)	14.853	(14.853)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	22.478	22.478	29.135	29.135	13.775	13.775	9.549	9.549
TOTALES						16.544.813	(12.291.279)	15.053.176	(10.528.804)	3.918.456	(2.757.576)	5.613.433	(3.369.513)

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha de 31 de marzo de 2021 en Junta Extraordinaria de Accionistas se procedió a la elección de Directorio. En dicha junta fueron elegidos como Directores de la Sociedad por un período de tres años las siguientes personas:

Antonio Gallart Gabás
Luis Zarauza Quiros
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre
Ramón Trepas Font
José Luis Gil Sánchez

En Sesión de Directorio del 27 de abril de 2021 se procedió a la designación del Presidente y Vicepresidente, quedando compuesto el Directorio de la siguiente forma:

Antonio Gallart Gabás	Presidente
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Vicepresidente
Luis Zarauza Quiros	Director
Ramón Trepas Font	Director
José Luis Gil Sánchez	Director

Con fecha 26 de julio de 2021 los Directores Antonio Gallart Gabás, Rita Ruiz de Alda Iparraguirre, Luis Zarauza Quiros, Ramón Trepas Font y José Luis Gil Sánchez presentaron su renuncia al cargo de Director, las cuales fueron aceptadas designándose a los siguientes directores en su reemplazo:

Dai Yan	Presidente
Liang Chengzhong	Director
Huang Futao	Director
Liu Chengzu	Director
Rodrigo Valdés Pulido	Director

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2021 30-09-2021	01-01-2020 30-09-2020	01-07-2021 30-09-2021	01-07-2020 30-09-2020
		Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$
Antonio Gallart Gabas	Ex Director	23.643	22.952	3.413	3.291
Carlos J. Alvarez Fernández	Ex Director		17.494		4.387
Luis Zarauza Quiros	Ex Director		15.301		2.194
Ramón Trepas Font	Ex Director	15.762		2.275	
Rodrigo Valdés Pulido	Director	2.290		2.290	
Totales		41.695	55.747	7.978	9.872

Las remuneraciones correspondientes a Remuneraciones del Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 72.872 al 30 de septiembre de 2021 y M\$ 64.278 al 30 de septiembre de 2020.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad ascienden a M\$ 5.145.050 al 30 de septiembre de 2021 (M\$ 5.728.850 al 30 de septiembre de 2020).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias ascienden a M\$ 701.914 al 30 de septiembre de 2021 (M\$ 1.589.714 al 30 de septiembre de 2020).

Las subsidiarias de Compañía General de Electricidad S.A. tienen establecido, para sus ejecutivos, un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

10.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Materias primas.	4.657.970	2.241.202		
Productos en proceso.	231.551	152.061		
Mercaderías para la venta.	958.886	1.360.521		
Suministros para la producción.	2.111.335	1.870.922		
Suministros para mantención.	357.709	334.656		
Mercaderías en tránsito.	808.525	217.856		
Provisión de deterioro.	(527.167)	(534.216)		
Total	8.598.809	5.643.002	0	0

Al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes			
	01-01-2021 30-09-2021 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2021 30-09-2021 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	7.049	29.345	10.193	33.833
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	5.715.519	4.510.590	2.179.205	1.256.666

Las reversiones, en caso de existir, están dadas por liquidaciones de inventarios y reversos de la provisión por deterioro dado por el incremento en el valor neto realizable.

11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	18.114.315	21.480.895		
Rebajas al impuesto.		23.000		
Créditos al impuesto.	419.033	414.146		
Subtotal activos por impuestos	18.533.348	21.918.041	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(2.946.149)	(3.324.763)		
Subtotal pasivos por impuestos	(2.946.149)	(3.324.763)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	15.587.199	18.593.278	0	0

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Gastos pagados por anticipado.	9.900.097	12.427.232		
Boletas en garantía.	8.726	28.678		
Otros activos	806.718	329.248	8.280	8.280
Total	10.715.541	12.785.158	8.280	8.280

Los gastos pagados por anticipado corresponden principalmente anticipos de licenciamiento de software, seguros pagados por anticipado y desembolsos por recuperar de compañías de seguros.

13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

13.1.- Composición del rubro.

Al 30 de septiembre de 2021 no hay saldos en este rubro.

Al 31 de diciembre de 2020.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2020 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta Inversión M\$	Saldo al 31-12-2020 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	29.316.552		2.349.690	(22.031)	(531.599)	(273.287)	(30.839.325)	0
Total	29.316.552	0	2.349.690	(22.031)	(531.599)	(273.287)	(30.839.325)	0

13.2.- Sociedades con control conjunto.

13.2.1.- Inversiones en sociedades con control conjunto contabilizadas usando el método de la participación.

Al 31 de diciembre de 2020 (*).

Movimiento de inversiones en sociedades con control conjunto utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2020 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta Inversión M\$	Saldo al 31-12-2020 M\$
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	25.662.605		2.081.294		(531.599)	(283.619)	(26.928.681)	0
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	1.372.054		115.520	(22.031)		(1.567)	(1.463.976)	0
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	2.281.893		152.876			11.899	(2.446.668)	0
Total					29.316.552	0	2.349.690	(22.031)	(531.599)	(273.287)	(30.839.325)	0

(*). Ver Nota 3.5.3. La participación en ganancia (pérdida) en las sociedades de control Conjunto Gascart S.A., Gasnor S.A. y Gasmarket S.A. se ha presentado en el estado de resultados en el rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas". Al 30 de septiembre de 2020 el monto ascendía a M\$2.363.376 y al 31 de diciembre de 2020 el monto ascendía a M\$2.349.690.

13.3.- Inversiones en subsidiarias.

13.3.1.- Inversiones en subsidiarias contabilizadas usando el método de la participación.

Al 30 de septiembre de 2021.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2021 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 30-09-2021 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	64.572.838		2.081.046	(2.119.655)		19.224	64.553.453	(2.232)
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	10.944.405		(65.085)			85.657	10.964.977	
CGE Comercializadora SpA	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%		1.500.000	(221.837)				1.278.163	
Total					75.517.243	1.500.000	1.794.124	(2.119.655)	0	104.881	76.796.593	(2.232)

Al 31 de diciembre de 2020.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2020 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2020 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	61.627.247		3.457.511	(3.254.114)		2.742.194	64.572.838	(2.163)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	11.336.253		7.439.408		(19.205.779)	430.118	0	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	11.158.946		(146.772)			(67.769)	10.944.405	
Total					84.122.446	0	10.750.147	(3.254.114)	(19.205.779)	3.104.543	75.517.243	(2.163)

13.3.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Al 30 de septiembre de 2021.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	30-09-2021													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	15.792.987	138.846.944	154.639.931	9.115.733	37.055.684	46.171.417	108.468.514	30.177.394	(22.681.504)	(3.707.268)	3.788.622	2.083.248	3.823.530	2.102.492
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	9.245.064	7.560.449	16.805.513	3.978.423	1.127.287	5.105.710	11.699.803	8.474.871	(6.882.302)	(1.627.369)	(34.800)	(65.696)	51.661	20.765
CGE Comercializadora SpA	100,00000%	1.297.415	82.049	1.379.464	101.301		101.301	1.278.163	91.583	(106.969)	(206.451)	(221.837)	(221.837)	(221.837)	(221.837)

Al 31 de diciembre de 2020.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2020													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	19.136.916	137.660.125	156.797.041	12.129.463	36.174.216	48.303.679	108.493.362	42.813.818	(27.036.506)	(9.527.947)	6.249.365	3.461.168	11.230.621	6.206.249
CGE Argentina S.A.	0,00000%			0			0	0			7.549.241	7.549.241	7.440.030	7.110.158	7.008.754
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	6.706.747	7.563.945	14.270.692	1.429.513	1.193.037	2.622.550	11.648.142	9.469.707	(7.587.292)	(2.073.610)	(191.195)	(148.150)	(259.600)	(216.555)

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.

14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Activos Intangibles	30-09-2021		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	76.730.845	(62.193.959)	14.536.886
Otros activos intangibles identificables.	846.944.866	(89.047)	846.855.819
Total	923.675.711	(62.283.006)	861.392.705

Activos Intangibles	31-12-2020		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	72.776.408	(56.650.862)	16.125.546
Otros activos intangibles identificables.	845.313.204	(85.418)	845.227.786
Total	918.089.612	(56.736.280)	861.353.332

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 se encuentra en nota 14.1.1.

La amortización acumulada al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 alcanza a M\$ 62.283.006 y M\$ 56.736.280 respectivamente, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	1	5
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	30-09-2021		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2021	16.125.546	845.227.786	861.353.332
Adiciones.	3.934.630	1.645.780	5.580.410
Desapropiaciones.		(14.085)	(14.085)
Amortización.	(5.540.853)	(3.662)	(5.544.515)
Otros incrementos (disminuciones).	17.563		17.563
Cambios, total	(1.588.660)	1.628.033	39.373
Saldo final al 30 de septiembre de 2021	14.536.886	846.855.819	861.392.705
Movimientos en activos intangibles	31-12-2020		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	16.636.101	853.951.021	870.587.122
Adiciones.	5.101.888	906.918	6.008.806
Desapropiaciones mediante enajenación de subsidiaria.		(12.626.720)	(12.626.720)
Amortización.	(7.049.699)	(4.885)	(7.054.584)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.		806.456	806.456
Otros incrementos (disminuciones).	1.437.256	2.194.996	3.632.252
Cambios, total	(510.555)	(8.723.235)	(9.233.790)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	16.125.546	845.227.786	861.353.332

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 30-09-2021	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	691.011.653	Indefinida
Servidumbres.	155.777.030	Indefinida
Servidumbres.	67.136	Definida
Total	846.855.819	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2020	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	691.011.653	Indefinida
Servidumbres.	154.145.334	Indefinida
Servidumbres.	70.799	Definida
Total	845.227.786	

El cargo a resultados del período por amortización de intangibles al 30 de septiembre de 2021 y 2020 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2021 30-09-2021		01-01-2020 30-09-2020		01-07-2021 30-09-2021		01-07-2020 30-09-2020	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	2.547		1.841		1.232		614	
Gastos de administración.	5.538.306	3.662	5.451.967	3.664	1.925.944	1.221	1.521.754	1.222
Total	5.540.853	3.662	5.453.808	3.664	1.927.176	1.221	1.522.368	1.222

14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

14.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan al costo. El período de explotación de dichos derechos en general no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

14.2.2.- Información sobre las concesiones de servicio.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

Las concesiones para establecer operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile registradas, provienen de la valoración de derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Turismo y que fueron adquiridas a través de combinaciones de negocios. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

15.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2020		Movimientos 2021		
					Saldo al	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al
					01-01-2020		31-12-2020		30-09-2021
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	54.621.000		54.621.000		54.621.000
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	90.592.000		90.592.000		90.592.000
88.221.200-9	Edelmag S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	8.126.000		8.126.000		8.126.000
76.144.275-9	Emel Norte S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	12.849.000		12.849.000		12.849.000
99.548.260-6	CGE Argentina S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(1.545.959)	1.545.959			0
96.719.210-4	Transnet S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	61.388.000		61.388.000		61.388.000
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(4.741.767)		(4.741.767)		(4.741.767)
Totales					221.288.274	1.545.959	222.834.233	0	222.834.233

Las plusvalías registradas se originan de la combinación de negocios por la adquisición de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias por Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) en Noviembre de 2014.

16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo Inicial	8.043.507	8.402.041
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.	(25.538)	(358.534)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(25.538)	(358.534)
Total	8.017.969	8.043.507

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable de las propiedades de inversión son evaluadas y efectuadas en forma anual.

16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	8.017.969	8.043.507
Total	8.017.969	8.043.507

16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2021 30-09-2021 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2021 30-09-2021 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	836.389	848.921	225.507	265.447

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de Compañía General de Electricidad S.A.

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	60
Vida útil para planta y equipo.	20	60
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	8
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	7
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

17.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Construcciones en curso.	171.383.567	147.028.890
Terrenos.	83.272.827	83.239.996
Edificios.	30.735.215	31.364.719
Planta y equipos.	1.733.820.569	1.699.762.574
Subestaciones de poder.	457.724.252	439.620.078
Líneas de transporte energía.	260.417.883	261.557.339
Subestaciones de distribución.	126.358.324	123.227.864
Líneas y redes de media y baja tensión.	828.812.786	818.412.122
Maquinas y equipos de generación.	31.787.715	29.729.048
Medidores.	28.719.609	27.216.123
Equipamiento de tecnología de la información	2.917.417	5.611.473
Instalaciones fijas y accesorios	51.341.554	51.989.066
Equipos de comunicaciones.	460.220	510.498
Herramientas.	9.322.132	10.051.825
Muebles y útiles.	1.808.624	903.254
Instalaciones y accesorios diversos.	39.750.578	40.523.489
Vehículos de motor.	1.215.828	1.705.241
Mejoras de bienes arrendados.	1.167.483	1.554.960
Otras propiedades, plantas y equipos.	100.972	118.326
Repuestos	16.171.357	16.403.686
Total	2.092.126.789	2.038.778.931

17.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Construcciones en curso.	171.383.567	147.028.890
Terrenos.	83.272.827	83.239.996
Edificios.	56.735.180	56.637.931
Planta y equipos.	2.428.749.075	2.344.996.919
Subestaciones de poder.	607.631.093	575.847.554
Líneas de transporte energía.	338.456.718	332.263.758
Subestaciones de distribución.	178.607.117	171.297.504
Líneas y redes de media y baja tensión.	1.159.958.470	1.130.355.280
Maquinas y equipos de generación.	81.570.128	75.859.931
Medidores.	62.525.549	59.372.892
Equipamiento de tecnología de la información	28.324.617	28.016.247
Instalaciones fijas y accesorios	91.011.862	89.240.401
Equipos de comunicaciones.	5.672.915	5.659.553
Herramientas.	25.357.633	25.198.577
Muebles y útiles.	9.334.917	8.160.940
Instalaciones y accesorios diversos.	50.646.397	50.221.331
Vehículos de motor.	6.117.454	7.687.443
Mejoras de bienes arrendados.	5.813.516	5.813.516
Otras propiedades, plantas y equipos.	100.972	118.326
Repuestos	17.553.528	17.769.647
Total	2.889.062.598	2.780.549.316

17.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo.

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Edificios.	25.999.965	25.273.212
Planta y equipos.	694.928.506	645.234.345
Subestaciones de poder.	149.906.841	136.227.476
Lineas de transporte energía.	78.038.835	70.706.419
Subestaciones de distribución.	52.248.793	48.069.640
Líneas y redes de media y baja tensión.	331.145.684	311.943.158
Maquinas y equipos de generación.	49.782.413	46.130.883
Medidores.	33.805.940	32.156.769
Equipamiento de tecnología de la información	25.407.200	22.404.774
Instalaciones fijas y accesorios	39.670.308	37.251.335
Equipos de comunicaciones.	5.212.695	5.149.055
Herramientas.	16.035.501	15.146.752
Muebles y útiles.	7.526.293	7.257.686
Instalaciones y accesorios diversos.	10.895.819	9.697.842
Vehículos de motor.	4.901.626	5.982.202
Mejoras de bienes arrendados.	4.646.033	4.258.556
Repuestos	1.382.171	1.365.961
Total	796.935.809	741.770.385

17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.

Movimiento al 30 de septiembre de 2021.

Movimiento año 2021		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2021		147.028.890	83.239.996	31.364.719	1.699.762.574	5.611.473	51.989.066	1.705.241	1.554.960	118.326	16.403.686	2.038.778.931
Cambios	Adiciones.	115.463.204	95.921		1.219.010	157.214	13.641	62.773				117.011.763
	Desapropiaciones		(63.090)		(387.290)	(714)	(23.372)	(309.848)				(784.314)
	Retiros.				(4.283.179)		(10.098)	(75.422)				(4.368.699)
	Gasto por depreciación.			(910.103)	(50.868.605)	(3.031.165)	(2.611.712)	(333.765)	(387.477)		(16.209)	(58.159.036)
	Incrementos (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.				(330.745)							(330.745)
	Sub total reconocido en patrimonio neto		0	0	(330.745)	0	0	0	0	0	0	0
Otros incrementos (decrementos).	(91.108.527)		280.599	88.708.804	180.609	1.984.029	166.849		(17.354)	(216.120)	(21.111)	
Total cambios	24.354.677	32.831	(629.504)	88.708.804	(2.694.056)	(647.512)	(489.413)	(387.477)	(387.477)	(17.354)	(232.329)	53.347.858
Saldo final al 30 de septiembre de 2021		171.383.567	83.272.827	30.735.215	1.733.820.569	2.917.417	51.341.554	1.215.828	1.167.483	100.972	16.171.357	2.092.126.789

Movimiento al 31 de diciembre de 2020.

Movimiento año 2020		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020		125.123.545	84.486.176	34.455.769	1.594.069.110	8.593.794	53.010.077	4.031.709	2.459.073	1.507.054	19.901.844	1.927.638.151
Cambios	Adiciones.	129.424.149			(365.017)	362.946	41.545	(6.273)				129.457.350
	Desapropiaciones		(1.246.180)	(1.390.832)	(17.584)	(698)	(671.138)	(1.460.424)				(4.786.856)
	Retiros.	(2.967.644)			(7.080.969)		(567.481)			(31.263)		(10.647.357)
	Gasto por depreciación.			(1.324.321)	(62.822.144)	(4.041.092)	(3.183.255)	(903.334)	(904.113)		(28.074)	(73.206.333)
	Incrementos (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.				75.542.561							75.542.561
	Sub total reconocido en patrimonio neto		0	0	75.542.561	0	0	0	0	0	0	0
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados.				(899.958)								(899.958)
Otros incrementos (decrementos).	(104.551.160)		(375.897)	101.336.575	696.523	3.359.318	43.563		(1.357.465)	(3.470.084)	(4.318.627)	
Total cambios	21.905.345	(1.246.180)	(3.091.050)	105.693.464	(2.982.321)	(1.021.011)	(2.326.468)	(904.113)	(904.113)	(1.388.728)	(3.498.158)	111.140.780
Saldo final al 31 de diciembre de 2020		147.028.890	83.239.996	31.364.719	1.699.762.574	5.611.473	51.989.066	1.705.241	1.554.960	118.326	16.403.686	2.038.778.931

17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.

Compañía General de Electricidad S.A., ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente tanto en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de Compañía General de Electricidad S.A.

17.4.1.- Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	4.368.699	10.647.357
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	115.463.204	129.424.149

17.5.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 30 de septiembre de 2021 se han capitalizado intereses por M\$ 253.617, a una tasa de interés promedio ponderada de 5,8% sobre los activos calificados para este efecto. Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 se capitalizaron intereses por M\$ 255.212.

17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, así como los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable, este método implica revisar anualmente la variación en los valores razonables de los bienes. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existan variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Tales revaluaciones frecuentes serán innecesarias para elementos de Propiedades, planta y equipo con variaciones insignificantes en su valor razonable. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, se realiza de acuerdo a NIC 16 y los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este último proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los terrenos y edificios de la Sociedad, se contratan los servicios de tasadores independientes especializados.

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencias de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

En el caso de los bienes de transmisión eléctrica que son sometidos a revaluación se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Mercado, calculando su valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y la vida útil total por clase de bienes como período total de retorno de flujos.

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en los párrafos anteriores, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg , que calcula el valor de un bien a una determinada fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y el período de retorno de los flujos que genera el bien.

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la reserva de revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta ganancias y (pérdidas) acumuladas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que este fuera depreciado por CGE y subsidiarias.

La variación por revaluación en los activos durante el año 2021 fue de M\$ (330.745) y al 31 de diciembre de 2020 tuvo un incremento de M\$75.542.561. El saldo neto al 30 de septiembre de 2021 luego de su depreciación y retiros por bajas alcanza a M\$ 208.907.276.

Valor de libros según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Terrenos.	57.139.443	57.077.900
Edificios.	32.341.883	33.023.112
Planta y equipos.	1.549.440.009	1.507.162.514
Total	1.638.921.335	1.597.263.526

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2021 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo inicial	217.103.763	148.822.604
Ajustes de revaluación.	(330.745)	75.542.561
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(488.181)	(1.097.884)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(7.377.561)	(6.163.518)
Movimiento del ejercicio	(8.196.487)	68.281.159
Total	208.907.276	217.103.763

Propiedades, planta y equipo, revaluación	30-09-2021			31-12-2020		
	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$
Terrenos.	83.272.827	57.139.443	26.133.384	83.239.996	57.077.900	26.162.096
Edificios.	30.735.215	32.341.883	(1.606.668)	31.364.719	33.023.112	(1.658.393)
Planta y equipos.	1.733.820.569	1.549.440.009	184.380.560	1.699.762.574	1.507.162.514	192.600.060
Total	1.847.828.611	1.638.921.335	208.907.276	1.814.367.289	1.597.263.526	217.103.763

Valor de libros según modelo del costo de los bienes no revaluados:

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Construcción en curso.	171.383.567	147.028.890
Equipamiento de tecnologías de la información.	2.917.417	5.611.473
Instalaciones fijas y accesorios.	51.341.554	51.989.066
Vehículos de motor.	1.215.828	1.705.241
Mejoras de bienes arrendados.	1.167.483	1.554.960
Otras propiedades, planta y equipos.	100.972	118.326
Repuestos	16.171.357	16.403.686
Total	244.298.178	224.411.642

17.7.- Jerarquías del valor razonable.

Los elementos de propiedades, planta y equipo que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, han sido medidos posterior al reconocimiento inicial en base al modelo de revaluación mediante el método de retasación periódica a valor razonable prevista en la NIC 16. Dichas metodología aplicada para los bienes de propiedades, planta y equipo se clasifica en Nivel II de la jerarquía de valor razonable, donde la información proviene de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel de jerarquía I, pero son observables en mercados para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios), ya que debido al método de retasación periódica los valores se obtienen de tasaciones que se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda.

18.- DETERIORO DE ACTIVOS.

18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13.- Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por Compañía General de Electricidad S.A. para la evaluación del deterioro son:

- Margen operacional, crecimiento de ventas físicas y crecimiento del número de clientes.
- Margen de servicios complementarios que implica el aumento de clientes, ventas de energía con crecimientos asociados al PIB, IPC.
- Gastos de personal, con dotaciones constantes en los períodos de análisis apoyados por las sinergias del negocio, considerando ajustes salariales en línea con el IPC.
- Costo O&M y Administración, los cuales se incrementan según número de clientes, IPC, ventas físicas y variación de propiedades, planta y equipo.

La tasa de descuento nominal después de impuesto aplicada al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2020 fue de un 6,52%.

Como resultado de estas pruebas Compañía General de Electricidad S.A. determinó que no existen deterioros en el rubro propiedad, planta y equipos, en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2020. Al 30 de septiembre de 2021 no existen indicios de deterioro.

18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 30 de septiembre de 2021 y 2020 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2021 30-09-2021				01-07-2021 30-09-2021			
	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Plusvalía	Total	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		(10.540.843)		(10.540.843)		(1.984.467)		(1.984.467)

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2020 30-09-2020				01-07-2020 30-09-2020			
	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Plusvalía	Total	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		(30.114.907)		(30.114.907)		(10.916.764)		(10.916.764)

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 30 de septiembre de 2021 y 2020, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 8.5.

18.2.1.- Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento.

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2021 30-09-2021			01-07-2021 30-09-2021		
	Eléctrico Chile	Servicios	Total	Eléctrico Chile	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(10.540.651)	(192)	(10.540.843)	(1.992.405)	7.938	(1.984.467)

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2020 30-09-2020			01-07-2020 30-09-2020		
	Eléctrico Chile	Servicios	Total	Eléctrico Chile	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(30.091.071)	(23.836)	(30.114.907)	(10.916.764)		(10.916.764)

18.2.2.- Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo.

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	30-09-2021		31-12-2020	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	222.834.233	222.834.233	222.834.233	222.834.233
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	846.788.683	846.788.683	845.156.987	845.156.987

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Relativos a intangibles.	4.266.977	2.656.780
Relativos a ingresos anticipados	8.966.652	8.884.100
Relativos a provisiones.	15.665.857	6.450.929
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	7.960.963	9.765.817
Relativos a pérdidas fiscales.	65.812.151	50.183.971
Relativos a cuentas por cobrar.	33.799.083	33.668.561
Relativos a los inventarios.	5.050.057	4.516.490
Relativos a contratos de leasing.	1.484.711	2.152.779
Relativos a otros.	200.791	195.597
Total	143.207.242	118.475.024

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. Compañía General de Electricidad S.A. estima con proyecciones futuras de utilidades que estas cubrirán el recupero de estos activos.

Los impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales corresponden principalmente a la base imponible negativa de Compañía General de Electricidad S.A. Estos créditos se han generado básicamente por la aplicación de un incentivo fiscal de depreciación acelerada y excepcionalmente en el ejercicio 2020 por la pérdida tributaria asociada a la venta de la inversión permanente que se mantenía sobre CGE Argentina S.A. La recuperación de estos créditos está asegurada por el no tener plazo de vencimiento y corresponder a sociedades que han venido obteniendo históricamente beneficios de manera recurrente.

19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	128.597.061	111.906.582
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	56.404.965	58.618.016
Relativos a intangibles.	118.613.405	121.447.284
Relativos a cuentas por cobrar.	1.182.956	1.211.631
Relativos a contratos de leasing.	55.530	455.585
Relativos a otros.	9.742	6.886
Relativos a propiedades de inversión.	246.272	246.272
Total	305.109.931	293.892.256

19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo inicial	118.475.024	60.656.556
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	24.732.218	59.574.674
Desapropiaciones de subsidiarias		(1.756.206)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	24.732.218	57.818.468
Total	143.207.242	118.475.024

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo inicial	293.892.256	245.264.108
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	11.217.675	48.465.432
Desapropiaciones de subsidiarias		(55.027)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.		217.743
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	11.217.675	48.628.148
Total	305.109.931	293.892.256

19.4.- Compensación de partidas.

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	30-09-2021			31-12-2020		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	143.207.242	(142.968.736)	238.506	118.475.024	(118.475.024)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(305.109.931)	142.968.736	(162.141.195)	(293.892.256)	118.475.024	(175.417.232)
Total	(161.902.689)	0	(161.902.689)	(175.417.232)	0	(175.417.232)

20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	30-09-2021		31-12-2020	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	113.334.264	622.791.922	179.138.389	623.394.568
Total préstamos bancarios		113.334.264	622.791.922	179.138.389	623.394.568
Obligaciones con el público (bonos)	UF	13.548.425	704.262.880	15.405.409	693.750.988
Pasivos de cobertura (Nota 7.1)	UF	1.773.565		1.842.389	
Pasivos de cobertura		1.773.565	0	1.842.389	0
Total		128.656.254	1.327.054.802	196.386.187	1.317.145.556

CL \$: Pesos chilenos.

UF : Unidad de fomento.

20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 30 de septiembre de 2021.

País	RUT Empresa Deudora	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes					
									Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos				Total no corrientes	
									Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	30-09-2021	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	30-09-2021	
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	2,08%	2,03%	Sin Garantía				180.444	180.444	49.991.203					49.991.203
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	1,93%	1,93%	Sin Garantía				28.950	28.950	15.000.000					15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	4,98%	4,98%	Sin Garantía			260.067	260.067	20.000.000					20.000.000	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	1,06%	1,03%	Sin Garantía			59.225	59.225			14.992.977				14.992.977
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al Vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía				216.696	216.696	22.425.095					22.425.095
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	5,00%	5,00%	Sin Garantía			198.972	198.972	10.771.424					10.771.424	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	2,54%	2,49%	Sin Garantía				57.063	57.063	24.992.485					24.992.485
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	3,20%	3,20%	Sin Garantía				31.635	31.635		19.771.776				19.771.776
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	1,06%	1,03%	Sin Garantía			39.483	39.483			9.995.224				9.995.224
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al Vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía				77.035	77.035	8.843.357					8.843.357
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía				73.777	73.777	8.008.307					8.008.307
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía				77.611	77.611	8.753.553					8.753.553
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al Vencimiento	5,03%	4,76%	Sin Garantía			583.149	45.000.000	45.583.149						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	1,39%	1,21%	Sin Garantía			148.225	148.225	44.875.304					44.875.304	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	3,37%	3,37%	Sin Garantía				44.781	44.781	22.779.676					22.779.676
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	0,45%	0,45%	Sin Garantía			26.625	26.625	15.000.000					15.000.000	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	0,71%	0,71%	Sin Garantía			21.497	21.497	10.000.000					10.000.000	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	1,74%	1,74%	Sin Garantía			7.645.640	7.645.640						0	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al Vencimiento	0,69%	0,69%	Sin Garantía			48.683	20.000.000	20.048.683					0	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL \$	Al Vencimiento	3,90%	3,90%	Sin Garantía			171.808	171.808			17.238.242				17.238.242
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	1,24%	0,96%	Sin Garantía			58.333	58.333	17.445.885					17.445.885	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank Agencia en Chile	CL \$	Al Vencimiento	1,06%	0,78%	Sin Garantía			33.854	33.854	12.432.743					12.432.743	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL \$	Al Vencimiento	3,50%	3,50%	Sin Garantía			14.000	14.000			12.000.000				12.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	5,49%	5,01%	Sin Garantía			15.014.613	15.014.613							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	1,56%	1,56%	Sin Garantía			196.083	196.083	25.000.000					25.000.000	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	1,56%	1,56%	Sin Garantía			156.867	156.867	20.000.000					20.000.000	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	4,79%	4,79%	Sin Garantía			369.894	369.894	20.000.000					20.000.000	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	0,52%	0,52%	Sin Garantía			52.993	52.993			22.234.914				22.234.914
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al Vencimiento	2,10%	2,10%	Sin Garantía			20.040.834	20.040.834							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al Vencimiento	4,83%	4,75%	Sin Garantía			22.431	22.431			9.921.374				9.921.374
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	3,21%	3,21%	Sin Garantía			33.438	33.438	25.000.000					25.000.000	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	3,43%	3,27%	Sin Garantía			24.979	24.979	24.946.065					24.946.065	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	3,61%	3,45%	Sin Garantía			17.633	17.633	22.949.746					22.949.746	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	3,45%	3,45%	Sin Garantía			19.167	19.167	25.000.000					25.000.000	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	3,45%	3,45%	Sin Garantía			11.500	11.500	15.000.000					15.000.000	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	3,27%	3,27%	Sin Garantía			11.245	11.245	30.950.084					30.950.084	
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	1,59%	1,59%	Sin Garantía			5.377	5.377	1.623.289					1.623.289	
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	1,90%	1,90%	Sin Garantía			1.934	1.934			1.263.609				1.263.609
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	1,59%	1,59%	Sin Garantía			2.242.430	2.242.430							0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	0,90%	0,90%	Sin Garantía			7.755	7.755	2.200.000					2.200.000	
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	0,61%	0,61%	Sin Garantía			2.988	2.988	985.038					985.038	
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	0,61%	0,61%	Sin Garantía			4.550	4.550	1.500.000					1.500.000	
Chile	88.221.200-9	Ajuste Valor Justo diferencial tasas		CL \$	Mensual						0	2.810.700	2.810.700	2.810.700	2.810.700	468.452			8.905.552
Totales									0	413.481	2.027.570	110.893.213	113.334.264	365.438.059	229.086.510	27.798.901	468.452	622.791.922	

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

País	RUT Empresa Deudora	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes						
									Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos				Total no corrientes		
									Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2020	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	31-12-2020		
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	0,97%	0,95%	Sin Garantía		205.833				205.833		49.978.132				49.978.132
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	5,30%	5,30%	Sin Garantía			282.667	15.000.000		15.282.667						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	4,98%	4,98%	Sin Garantía				8.300		8.300	20.000.000					20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	1,76%	1,76%	Sin Garantía				22.515.370		22.515.370						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	5,80%	5,66%	Sin Garantía				25.180.806		25.180.806						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al Vencimiento	5,92%	5,85%	Sin Garantía				112.125		112.125		14.983.015				14.983.015
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al Vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía		497.485				497.485	22.425.095					22.425.095
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	0,55%	0,53%	Sin Garantía			44.198			44.198	30.950.084					30.950.084
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	5,00%	5,00%	Sin Garantía				61.337		61.337	10.771.424					10.771.424
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,94%	0,90%	Sin Garantía			78.125			78.125	24.989.510					24.989.510
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al vencimiento	4,53%	4,53%	Sin Garantía				20.319.617		20.319.617						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	3,20%	3,20%	Sin Garantía			193.324			193.324	19.771.776					19.771.776
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	5,70%	5,66%	Sin Garantía				180.806		180.806	24.989.252					24.989.252
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,91%	5,85%	Sin Garantía				74.750		74.750	9.993.756					9.993.756
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía		187.774				187.774	8.843.357					8.843.357
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al vencimiento	4,30%	4,30%	Sin Garantía		9.015.353				9.015.353						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,45%	4,45%	Sin Garantía		13.062.004				13.062.004						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	4,15%	4,15%	Sin Garantía			4.059.022			4.059.022						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía		175.082				175.082	8.008.307					8.008.307
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía		189.177				189.177	8.819.438					8.819.438
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL\$	Al vencimiento	4,78%	4,76%	Sin Garantía				41.650		41.650	44.866.764					44.866.764
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,84%	0,82%	Sin Garantía				7.175		7.175	44.821.421					44.821.421
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,67%	0,67%	Sin Garantía			47.907			47.907	22.779.676					22.779.676
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	0,54%	0,52%	Sin Garantía				15.010.833		15.010.833						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	0,62%	0,61%	Sin Garantía				10.003.050		10.003.050						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,69%	0,65%	Sin Garantía					22.015	22.015	7.620.594					7.620.594
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	0,64%	0,64%	Sin Garantía				12.444		12.444	20.000.000					20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL\$	Al vencimiento	3,90%	3,90%	Sin Garantía						343.616	17.238.242					17.238.242
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	1,09%	0,92%	Sin Garantía				14.758		14.758	17.410.975					17.410.975
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank Agencia	CL\$	Al vencimiento	0,90%	0,74%	Sin Garantía				8.479		8.479	12.436.411					12.436.411
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,63%	0,60%	Sin Garantía			43.333			43.333	24.879.019					24.879.019
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL\$	Al vencimiento	3,50%	3,50%	Sin Garantía				120.167		120.167	12.000.000					12.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	3,01%	2,70%	Sin Garantía				177.675		177.675	22.823.639					22.823.639
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	3,60%	3,40%	Sin Garantía				20.194.557		20.194.557						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	3,60%	3,40%	Sin Garantía				17.165.372		17.165.372						0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	5,03%	5,01%	Sin Garantía				206.663		206.663	14.929.139					14.929.139
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	1,49%	1,49%	Sin Garantía				93.125		93.125	25.000.000					25.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	1,49%	1,49%	Sin Garantía				74.500		74.500	20.000.000					20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BTG Pactual Chile	CL\$	Al vencimiento	3,33%	3,33%	Sin Garantía				106.838		106.838	15.000.000					15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BTG Pactual Chile	CL\$	Al vencimiento	3,33%	3,33%	Sin Garantía				71.225		71.225	10.000.000					10.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	4,79%	4,79%	Sin Garantía				125.072		125.072	20.000.000					20.000.000
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	0,57%	0,57%	Sin Garantía		4.292				4.292		1.623.288				1.623.288
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,26%	4,26%	Sin Garantía			1.281.553			1.281.553						0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,38%	4,38%	Sin Garantía				995.944		995.944						0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	0,73%	0,73%	Sin Garantía			8.198			8.198	2.233.678					2.233.678
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	3,29%	3,29%	Sin Garantía				1.512.338		1.512.338						0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	0,82%	0,82%	Sin Garantía				2.455		2.455	2.200.000					2.200.000
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	0,82%	0,82%	Sin Garantía				0		0	2.810.700	2.810.700	2.810.700	2.576.476		11.008.576
Totales									343.616	23.367.213	46.570.470	108.857.090	179.138.389	548.612.257	54.412.120	17.793.715	2.576.476	623.394.568		

20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 30 de septiembre de 2021.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
								Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	30-09-2021	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	30-09-2021
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$						
542	BCGEI-I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024		1.054.331	1.054.331		27.581.006	27.581.006	27.581.006	79.622.000		162.365.017
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento		153.542	153.542					14.573.070		14.573.070
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	787.981		787.981						58.386.499	58.386.499
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020		9.809.843	9.809.843	9.573.542	9.573.542	9.573.542	9.573.542	38.474.914		76.769.081
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032		12.679	12.679						119.797.180	119.797.180
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023	389.263		389.263	10.029.447	20.058.893	20.058.893	9.620.877			59.768.110
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035	851.501		851.501						89.766.324	89.766.324
916	BCGEI-P	2.000.000	UF	1,20%	1,02%	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento	202.610		202.610			60.581.058				60.581.058
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento	286.675		286.675					62.256.541		62.256.541
Totales										2.518.030	11.030.395	13.548.425	19.602.988	57.213.441	117.794.499	46.775.424	194.926.525	267.950.003	704.262.880

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
								Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2020	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2020
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$							
542	BCGEI-I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	A partir del 02-2024	2.856.237		2.856.237			26.647.802	26.647.802	105.751.656		159.047.260
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	318.946		318.946					14.350.016		14.350.016
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	189.794		189.794					57.852.139		57.852.139
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	5.914.721	4.624.799	10.539.520	9.249.598	9.249.598	9.249.598	9.249.598	46.447.187		83.445.579
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.139.251		1.139.251						115.697.081	115.697.081
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		96.090	96.090		19.380.201	19.380.201	18.891.637			57.652.039
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		210.193	210.193						86.694.963	86.694.963
916	BCGEI-P	2.000.000	UF	1,20%	1,02%	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento		22.932	22.932				58.624.356			58.624.356
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		32.446	32.446					60.387.555		60.387.555
Totales										10.229.155	5.176.254	15.405.409	9.249.598	28.629.799	55.277.601	113.413.393	226.936.414	260.244.183	693.750.988

Con fechas 31 de julio de 2020 y 3 de septiembre de 2020, Compañía General de Electricidad S.A. colocó los siguientes bonos:

- Bono Serie P por un monto de 2.000.000 unidades de fomento, a 5 años plazo, con una tasa de interés de emisión de 1,20% anual con cargo a la Línea de Bonos Desmaterializada al portador registrada bajo el N°916 del Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 14 de noviembre de 2018.
- Bono Serie Q por un monto de 2.000.000 unidades de fomento, a 10 años plazo, con una tasa de interés de emisión de 1,70% anual con cargo a la Línea de Bonos Desmaterializados al portador registrada bajo el N°917 del Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 14 de noviembre de 2018.

La colocación de los bonos series P y Q se efectuó a tasas de 1,00% y 1,25% anual, respectivamente, con lo cual se recaudó el equivalente al 100,1% y 100,4% de su valor par respectivamente, recaudando en total M\$117.882.217. El destino de los fondos provenientes de las colocaciones es refinanciar pasivos financieros de corto plazo.

Con fecha 27 de enero de 2021, los tenedores de bonos de las Series I y J, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°542 y los tenedores de bonos de la Serie K, emitidos con cargo a la Línea de Bonos inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el N°541, acordaron en las Juntas de Tenedores de Bonos celebradas al efecto, renunciar a la solidaridad a la que se encontraba obligada la sociedad CGE Gas Natural S.A., de conformidad con los Contratos de Emisión de Bonos, singularizados en el párrafo siguiente. En razón de lo expresado, Compañía General de Electricidad S.A. quedó como única obligada al pago de los referidos bonos.

El origen de la mencionada solidaridad consta en los Contratos de Emisión de Bonos, suscritos por escrituras públicas de fecha 5 de septiembre de 2008, otorgados en la notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, repertorio N°7.117-08 tratándose de los bonos series I y J y repertorio N°7.116-08 tratándose de los bonos serie K. En ellos se contienen los efectos de una división societaria, conforme los cuales CGE Gas Natural S.A. (creada a partir de la división de Compañía General de Electricidad S.A. aprobada en Junta Extraordinaria de accionistas celebrada con fecha 14 de octubre de 2016), asumió solidariamente todas las obligaciones que emanaban para Compañía General de Electricidad S.A. en los referidos contratos. Copulativamente con la renuncia a solidaridad se acordó modificar la cláusula Octava de los contratos de emisión de dichas series, sobre "Obligaciones, Limitaciones y Prohibiciones", número Nueve, sobre "Razón de Endeudamiento Financiero", del Contrato de Emisión, disminuyendo el guarismo desde 1,5 veces a 1,25 veces.

21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	166.742.955	136.812.261	341.389.931	334.900.793
Retenciones.	6.545.247	13.543.295		
Dividendos por pagar.	1.868.440	2.152.920		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	5.930.722	7.180.141		
Proveedores no energéticos.	47.469.201	42.347.200		
Proveedores de importación.	351.228	211.065		
Acreedores varios.	10.999.542	7.504.708		
Otros.	129.334	135.135	200.053	200.053
Total	240.036.669	209.886.725	341.589.984	335.100.846

(*) Ver Nota N° 4.5.

Los principales proveedores del ítem Proveedores de energía de la sociedad y subsidiarias son Consorcio Transelec S.A., Engie Energía Chile S.A., Transmisora Eléctrica del Norte S.A., Enel Generación Chile S.A., Colbún S.A., y AES Gener S.A.

La Sociedad y subsidiarias no tienen proveedores no energéticos de importancia cuyos pasivos superen el 10% de este ítem. Los principales proveedores no energéticos con saldos pendientes de pago son Tecnet S.A., Monlux Chile S.A., Andes del Sur SpA, Inprolec S.A., Andaluza de Montajes Eléctricos y Telefónicos S.A. y Servicios de Mantenimientos Técnicos S.A.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Vacaciones del personal.	5.028.237	5.615.644		
Bonificaciones de feriados	377.308	247.676		
Participación sobre resultados.	334.107	1.302.387		
Aguinaldos.	191.070	14.434		
Total	5.930.722	7.180.141	0	0

21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	30-09-2021 M\$	30-09-2021 M\$	30-09-2021 M\$	30-09-2021 M\$
Hasta 30 días	504.324	214.020.182	17.472.422	231.996.928
Entre 31 y 60 días	17.194		2.629.044	2.646.238
Entre 61 y 90 días	369		4.648.009	4.648.378
Entre 91 y 120 días	238		614.287	614.525
Entre 121 y 365 días	271	2.130	128.199	130.600
Más de 365 días		560.844	341.029.140	341.589.984
Total	522.396	214.583.156	366.521.101	581.626.653

Al 30 de septiembre de 2021 no hay cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar con plazos vencidos.

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$
Hasta 30 días	490.668	178.478.998	22.781.782	201.751.448
Entre 31 y 60 días	9.484	13.086	7.697.130	7.719.700
Entre 61 y 90 días	1.039	1.794	51.486	54.319
Entre 91 y 120 días	882	59	171	1.112
Entre 121 y 365 días		1.602	356.568	358.170
Más de 365 días			335.100.846	335.100.846
Total	502.073	178.495.539	365.987.983	544.985.595

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$	31-12-2020 M\$
Hasta 30 días			1.976	1.976
Entre 31 y 60 días				0
Entre 61 y 90 días				0
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	0	0	1.976	1.976

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	18.665.721	16.521.050		
Participación en utilidades y bonos.	2.764.680	5.121.068		
Otras provisiones.	7.136.715	7.757.979		
Total	28.567.116	29.400.097	0	0

22.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra el Grupo CGE por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, (detalle de juicios en Nota 34).

22.1.2.- Participación en utilidades y bonos.

La provisión para la participación de los empleados en las utilidades y de los bonos de desempeño se paga al mes siguiente de la aprobación de los estados financieros de CGE y sus subsidiarias.

22.1.3.- Otras provisiones.

Corresponden principalmente a provisiones provenientes de situaciones contingentes. Los montos constituidos cubren adecuadamente los riesgos existentes.

22.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 30 de septiembre de 2021.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	30-09-2021 M\$
Saldo al 1 de enero de 2021	16.521.050	5.121.068	7.757.979	29.400.097
Provisiones adicionales.	7.256.841	3.194.014	(127.913)	10.322.942
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(543.948)	139.554	(493.351)	(897.745)
Provisión utilizada.	(3.584.292)	(5.689.956)		(9.274.248)
Reversión de provisión no utilizada.	(1.286.321)			(1.286.321)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	302.391			302.391
Total cambio en provisiones	2.144.671	(2.356.388)	(621.264)	(832.981)
Saldo al 30 de septiembre de 2021	18.665.721	2.764.680	7.136.715	28.567.116

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2020 M\$
Saldo al 1 de enero de 2020	7.189.245	4.007.984	8.639.201	19.836.430
Provisiones adicionales.	18.732.008	8.364.251		27.096.259
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(2.870.144)	280.788	(881.206)	(3.470.562)
Desapropiaciones mediante enajenación de subsidiaria.	(1.798.752)			(1.798.752)
Provisión utilizada.	(4.581.447)	(7.531.955)		(12.113.402)
Reversión de provisión no utilizada.	(115.048)			(115.048)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(34.812)			(34.812)
Otro incremento (decremento).			(16)	(16)
Total cambio en provisiones	9.331.805	1.113.084	(881.222)	9.563.667
Saldo al 31 de diciembre de 2020	16.521.050	5.121.068	7.757.979	29.400.097

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2021	31-12-2020	30-09-2021	31-12-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.			10.778.691	13.263.669
Provisión premio de antigüedad.			521.355	666.787
Provisión beneficios post-jubilatorios.			13.582.533	16.451.912
Total	0	0	24.882.579	30.382.368

23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-09-2021	31-12-2020	30-09-2021	31-12-2020	30-09-2021	31-12-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	13.263.669	14.397.528	666.787	648.821	16.451.912	17.667.408
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	536.224	793.993	35.068	50.961	41.016	77.365
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	383.473	457.192	19.952	22.810	446.908	567.335
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(1.727.927)	(296.227)	(104.157)	(47.303)	(2.078.062)	125.073
Desapropiaciones de subsidiarias.		(354.394)				(835.041)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(1.676.748)	(1.734.423)	(96.295)	(8.502)	(1.279.241)	(1.150.228)
Total cambios en provisiones	(2.484.978)	(1.133.859)	(145.432)	17.966	(2.869.379)	(1.215.496)
Total	10.778.691	13.263.669	521.355	666.787	13.582.533	16.451.912

23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-09-2021	31-12-2020	30-09-2021	31-12-2020	30-09-2021	31-12-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	10.778.691	13.263.669	521.355	666.787	13.582.533	16.451.912
Total	10.778.691	13.263.669	521.355	666.787	13.582.533	16.451.912

23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios		Linea del estado de resultados
	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	536.224	2.797.174	35.068	37.801	41.016	97.841	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	383.473	480.716	19.952	18.068	446.908	337.014	Costos Financieros.
Total	919.697	3.277.890	55.020	55.869	487.924	434.855	

23.5.- Hipótesis actuariales.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas al cierre de estos estados financieros han sido las siguientes:

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	2,25%
Aumento futuros de salarios.	4,20%
Tabla de mortalidad.	RV-2014
Tasa de rotación anual.	0,94%

Los supuestos respecto a la tasa futura de mortalidad se fijan sobre la base de asesoría actuarial de acuerdo con las estadísticas publicadas y con la experiencia en Chile.

Para el cálculo del pasivo al 30 de septiembre de 2021, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 30 de septiembre de 2021, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	2.357.325	(2.011.882)

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Ingresos diferidos. (*)	23.462.195	16.337.659		
Aportes reembolsables.	644.144	647.215		
Garantías recibidas en efectivo.	2.664.904	2.260.881		
Total	26.771.243	19.245.755	0	0

24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	23.462.195	16.337.659		
Total	23.462.195	16.337.659	0	0

El movimiento de este rubro al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	16.337.659	17.312.466
Adiciones.	27.793.683	26.782.813
Imputación a resultados.	(20.669.147)	(27.757.620)
Total	23.462.195	16.337.659

25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.

25.1.- Obligaciones por arrendamientos.

El detalle de las obligaciones por arrendamiento y sus plazos de vencimiento al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos	30-09-2021			31-12-2020		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 90 días	553.694	(47.560)	506.134	1.126.324	(100.177)	1.026.147
Más de 90 días hasta 1 año	2.565.407	(177.265)	2.388.142	2.913.645	(230.073)	2.683.572
Más de 1 año hasta 2 años	1.036.129	(119.694)	916.435	2.457.672	(175.859)	2.281.813
Más de 2 años hasta 3 años	720.257	(73.871)	646.386	737.608	(100.630)	636.978
Más de 3 años hasta 4 años	663.827	(44.620)	619.207	645.887	(64.937)	580.950
Más de 4 años hasta 5 años	433.542	(10.917)	422.625	567.098	(31.481)	535.617
Más de 5 años.			0	231.723	(3.546)	228.177
Total	5.972.856	(473.927)	5.498.929	8.679.957	(706.703)	7.973.254

Los gastos financieros por intereses devengados producto de estas obligaciones se revelan en ítem detallado en nota 29.

Las tasas de interés aplicadas nominal anual para contrato por tipo de bien al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 son las siguientes:

Bienes sujeto a arrendamiento	Tasas de interes
Terreno bajo arrendamientos.	5,49%
Edificio en arrendamiento.	5,19%
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	6,29%
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	6,29%

25.2.- Activos por derecho de uso.

El detalle de los bienes arrendados 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento, neto	30-09-2021			31-12-2020		
	Valor bruto M\$	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor M\$	Valor Neto M\$	Valor bruto M\$	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor M\$	Valor Neto M\$
Terreno bajo arrendamientos.	47.077	(14.339)	32.738	18.334	(6.786)	11.548
Edificio en arrendamiento.	7.752.311	(5.395.155)	2.357.156	7.503.310	(3.613.669)	3.889.641
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.			0	314.544	(216.249)	98.295
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	4.249.544	(1.818.212)	2.431.332	4.241.927	(838.786)	3.403.141
Total	12.048.932	(7.227.706)	4.821.226	12.078.115	(4.675.490)	7.402.625

Los activos se deprecian en el plazo remanente de los contratos. La depreciación acumulada al 30 de septiembre de 2021 alcanzó a M\$7.227.706 (M\$4.675.490 al 31 de diciembre de 2020).

A continuación, se presentan los movimientos por clase de activos originados en el período terminado al 30 de septiembre de 2021 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020:

Movimiento año 2021	Terrenos M\$	Edificios M\$	Equipamiento de tecnologías de la información M\$	Instalaciones fijas y accesorios M\$	Vehiculos M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2021	11.548	3.889.641	98.295	0	3.403.141	7.402.625
Adiciones.	33.141	385.266		144.495	30.844	593.746
Retiros.		(16.072)				(16.072)
Gasto por depreciación.	(11.951)	(1.901.679)	(98.295)	(144.495)	(1.002.653)	(3.159.073)
Saldo final al 30 de septiembre de 2021	32.738	2.357.156	0	0	2.431.332	4.821.226

Movimiento año 2020	Terrenos M\$	Edificios M\$	Equipamiento de tecnologías de la información M\$	Instalaciones fijas y accesorios M\$	Vehiculos M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	2.688	5.461.176			1.595.371	7.059.235
Adiciones.	13.938	762.682	314.544		3.864.517	4.955.681
Retiros.		(229.266)			(699.780)	(929.046)
Gasto por depreciación.	(5.078)	(2.104.951)	(216.249)		(1.356.967)	(3.683.245)
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	11.548	3.889.641	98.295	0	3.403.141	7.402.625

26.- PATRIMONIO NETO.

26.1.- Gestión de capital.

Los objetivos de Compañía General de Electricidad S.A. al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, Compañía General de Electricidad S.A. monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al

patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera consolidado más la deuda neta.

En este sentido, Compañía General de Electricidad S.A. ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, créditos bancarios, obligaciones con el público en su modalidad de bonos y pagarés.

26.2.- Capital suscrito y pagado.

El capital suscrito y pagado al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 asciende a M\$ 1.538.604.559.

26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 2.019.896.893, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

26.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 15 de abril de 2020, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 9 de \$ 10,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2019, el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2020, por un total de M\$ 20.198.969.

En Sesión de Directorio de la Sociedad, celebrada el 8 de enero de 2021, se aprobó el pago de un dividendo eventual N° 10 de \$ 7,64593482 por acción con cargo a las utilidades acumuladas, el cual se pagó con fecha 29 de enero de 2021, por un total de M\$ 15.444.000.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 31 de marzo de 2021, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 11 de \$ 9,20 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2020, el cual se pagó con fecha 12 de abril de 2021, por un total de M\$ 18.583.051.

26.5.- Reservas.

En el ítem de otras reservas dentro del patrimonio, se incluyen los siguientes conceptos:

26.5.1.- Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación del rubro propiedades, planta y equipo, la cual se presenta neta de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las ganancias (pérdidas) acumuladas.

El ajuste por revaluación efectuado en el ejercicio 2021 neto de impuestos diferidos fue de (M\$ 193.484). El incremento por la revaluación efectuada en diciembre de 2020 en el patrimonio, neto de impuestos diferidos fue de M\$ 52.985.134, por el equivalente a un 2,8% del patrimonio total de Compañía General de Electricidad S.A. El saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 30 de septiembre de 2021 asciende a M\$ 149.305.607, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del período neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 7.688.987.

26.5.2.- Reservas de conversión.

Este concepto refleja los resultados acumulados, por fluctuaciones de cambio, al convertir los estados financieros de subsidiarias cuya moneda funcional es distinta a la de presentación de Compañía General de Electricidad S.A. (pesos chilenos).

26.5.3.- Reservas de coberturas.

Se presentan en este rubro los movimientos en el valor justo de los instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.

26.5.4.- Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos.

Corresponde a las variaciones de los valores actuariales de la provisión por beneficios definidos de empleados.

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 30 de septiembre de 2021 ascienden a M\$ (701.260). (M\$ (3.487.573) al 31 de diciembre de 2020), ambos netos de impuestos diferidos.

26.5.5.- Otras reservas.

En este rubro se incluyen otras reservas que se reconocen de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios de control conjunto.

26.6.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020.

Rut	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			30-09-2021	31-12-2020	30-09-2021		31-12-2020	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	43.636.752	1.712.287	43.625.411	2.837.184
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	631.894	30.896	600.998	(43.045)
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	178.058	(11.380)	189.438	(56.353)
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	35.547	2.202	35.556	3.655
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00000%	0,00836%				622
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00000%	0,00001%				14
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	0,93000%	0,93000%	102.932	(611)	102.738	(1.378)
Total					44.585.183	1.733.394	44.554.141	2.740.699

26.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 no hay transacciones con participaciones no controladoras.

Estas transacciones, de existir, se contabilizan de acuerdo con lo descrito en Nota 3.4.2, imputando la diferencia entre el monto pagado y el valor libros de la inversión adquirida a otras reservas del patrimonio neto, en el rubro “otros incrementos (decrementos) en patrimonio neto”.

26.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.

Movimientos al 30 de septiembre de 2021.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-09-2021	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			(2.930.685)			1.733.394			(1.197.291)
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	5.782.410	(1.561.251)	4.221.159			0	5.782.410	(1.561.251)	4.221.159
Total movimientos del período o ejercicio	5.782.410	(1.561.251)	4.221.159	0	0	0	5.782.410	(1.561.251)	4.221.159
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	(265.047)	71.563	(193.484)	(8.938)	2.413	(6.525)	(273.985)	73.976	(200.009)
Total movimientos del período o ejercicio	(265.047)	71.563	(193.484)	(8.938)	2.413	(6.525)	(273.985)	73.976	(200.009)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	3.816.867	(1.030.554)	2.786.313	(1.389.787)	375.242	(1.014.545)	2.427.080	(655.312)	1.771.768
Total movimientos del período o ejercicio	3.816.867	(1.030.554)	2.786.313	(1.389.787)	375.242	(1.014.545)	2.427.080	(655.312)	1.771.768
Total resultado integral			3.883.303			712.324			4.595.627

Movimientos al 30 de septiembre de 2020.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-09-2020	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			17.919.521			2.233.393			20.152.914
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(5.637.937)	1.522.243	(4.115.694)			0	(5.637.937)	1.522.243	(4.115.694)
Total movimientos del período o ejercicio	(5.637.937)	1.522.243	(4.115.694)	0	0	0	(5.637.937)	1.522.243	(4.115.694)
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	825.803		825.803	(5.818)		(5.818)	819.985	0	819.985
Total movimientos del período o ejercicio	825.803	0	825.803	(5.818)	0	(5.818)	819.985	0	819.985
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(1.363.866)	368.244	(995.622)	(102.308)	27.623	(74.685)	(1.466.174)	395.867	(1.070.307)
Total movimientos del período o ejercicio	(1.363.866)	368.244	(995.622)	(102.308)	27.623	(74.685)	(1.466.174)	395.867	(1.070.307)
Total resultado integral			13.634.008			2.152.890			15.786.898

27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

27.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2021	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2020
	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ventas	1.098.154.138	1.256.531.467	388.017.066	405.721.677
Venta de energía, peajes y transmisión.	1.090.068.917	1.250.114.580	384.922.360	403.540.267
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	8.085.221	6.416.887	3.094.706	2.181.410
Prestaciones de servicios	45.667.994	45.805.180	15.710.031	14.445.871
Servicios y recargos regulados.	12.784.873	14.488.184	4.721.743	5.217.893
Arriendo de equipos de medida.	3.560.102	3.238.052	1.187.146	1.104.135
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	559.041	969.744	186.601	495.621
Apoyos en postación.	1.789.730	1.517.018	623.840	559.408
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	17.221.226	17.333.344	5.453.580	4.218.139
Servicios de televisión por cable	3.347.781	3.337.068	1.114.074	1.081.725
Otras prestaciones	6.405.241	4.921.770	2.423.047	1.768.950
Total	1.143.822.132	1.302.336.647	403.727.097	420.167.548

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los períodos terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020.

27.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2021	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2020
	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	809.942	1.245.432	216.598	679.007
Otros ingresos de operación.	2.336.930	1.313.113	898.651	455.089
Total	3.146.872	2.558.545	1.115.249	1.134.096

En el ítem otros ingresos de operación se registran arriendos de propiedades a empresas relacionadas fuera del perímetro de CGE, ingresos por servicios empresas relacionadas fuera del perímetro de CGE e indemnizaciones por daños a la red.

28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020 que se adjunta, se descomponen como se indica en 28.1, 28.2, 28.3 y 28.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2021	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2020
	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Costo de venta.	1.020.100.743	1.121.467.541	378.704.284	363.630.123
Costo de administración.	77.645.372	79.983.822	25.873.745	26.583.862
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	10.540.843	30.114.907	1.984.467	10.916.764
Total	1.108.286.958	1.231.566.270	406.562.496	401.130.749

28.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2021	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2020
	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía.	850.286.790	969.195.644	318.154.959	311.112.798
Compra de gas.	10.566.825	8.959.334	3.476.347	3.074.005
Gastos de personal.	34.936.829	39.964.224	10.763.424	13.481.885
Gastos de operación y mantenimiento.	78.464.305	67.472.067	29.192.276	27.465.356
Gastos de administración.	51.923.102	49.697.207	17.983.275	13.013.612
Provisión de incobrables	10.540.843	30.114.907	1.984.467	10.916.764
Depreciación.	61.318.109	57.532.159	20.767.630	19.364.754
Amortización.	5.544.515	5.457.472	1.928.397	1.523.590
Otros gastos varios de operación.	4.705.640	3.173.256	2.311.721	1.177.985
Total	1.108.286.958	1.231.566.270	406.562.496	401.130.749

28.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2021	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2020
	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	30.535.547	33.611.912	9.797.416	12.459.139
Beneficios a corto plazo a los empleados.	2.765.725	2.517.542	767.274	703.569
Beneficios por terminación.	1.557.314	3.777.097	168.743	293.229
Otros gastos de personal.	78.243	57.673	29.991	25.948
Total	34.936.829	39.964.224	10.763.424	13.481.885

28.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2021	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2020
	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciación y retiros				
Costo de ventas.	58.922.973	55.587.509	20.077.944	18.728.233
Gasto de administración.	2.395.136	1.944.650	689.686	636.521
Otras ganancias (pérdidas).	4.368.699	1.977.450	2.013.765	457.509
Total depreciación	65.686.808	59.509.609	22.781.395	19.822.263
Amortización				
Costo de ventas.	2.547	1.841	1.232	614
Gasto de administración.	5.541.968	5.455.631	1.927.165	1.522.976
Total amortización	5.544.515	5.457.472	1.928.397	1.523.590
Total	71.231.323	64.967.081	24.709.792	21.345.853

28.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2021	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2020
	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(4.368.699)	(1.977.450)	(2.013.765)	(457.509)
Venta de chatarra.	301.437	331.120	15.506	160.984
Venta de propiedades, planta y equipo.	681.300	840.636	175.732	507.676
Juicios o arbitrajes.	(6.246.048)	(12.067.026)	(1.404.550)	(5.757.302)
Remuneraciones del directorio.	(41.695)	(59.040)	54.728	42.795
Remuneraciones comité de directores.	(72.872)	(64.278)	(72.872)	(64.278)
Indemnizaciones percibidas	252.958	669.228	0	21.844
Otras (pérdidas) ganancias.	(5.557.066)	605.464	859.865	526.720
Aportes de terceros para financiar obras propias	8.615.265	6.989.139	2.891.447	3.966.442
Total	(6.435.420)	(4.732.207)	506.091	(1.052.628)

En el ítem Otras (pérdidas) ganancias se registra un gasto de M\$6.157.013 que se deriva del término anticipado de contratos suscritos con distintos socios tecnológicos en el marco de un proyecto corporativo del ex controlador Naturgy Energy Group S.A. para la transformación de procesos non-core de sus filiales, entre ellas Compañía General de Electricidad S.A.

En Noviembre de 2020 Naturgy Energy Group S.A. suscribió con State Grid International Development Limited un contrato en virtud del cual se comprometía a vender la totalidad de sus acciones en CGE una vez cumplidas las condiciones en él pactadas.

Una vez cumplidas estas condiciones Compañía General de Electricidad S.A. procedió al registro del gasto antes mencionado, el cual se realizó una vez se sellado el traspaso de las acciones de CGE desde Naturgy Energy Group S.A. a State Grid International Development Limited.

29.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2021	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2020
	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	326.544	770.222	77.542	74.623
Ingresos por otros activos financieros.	11.388.054	11.892.918	3.929.431	3.748.094
Otros ingresos financieros.	187.810	140.848	7.143	40.724
Total ingresos financieros	11.902.408	12.803.988	4.014.116	3.863.441
Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(10.974.613)	(21.915.366)	(3.705.309)	(7.204.807)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(18.441.041)	(16.880.629)	(6.241.586)	(5.536.003)
Gastos financieros activados.	253.617		102.615	
Gastos por arrendamientos financieros.	(241.541)	(375.414)	(19.121)	(130.462)
Gastos por valoración derivados financieros.	(18.325.845)	(18.810.036)	(6.177.377)	(6.284.196)
Otros gastos.	(416.319)	(1.266.288)	(61.497)	(15.327)
Total costos financieros	(48.145.742)	(59.247.733)	(16.102.275)	(19.170.795)
Total diferencias de cambio (Nota 29.1)	(1.693.143)	(318.222)	(1.795.208)	491.817
Total resultados por unidades de reajuste (Nota 29.2)	(9.452.650)	(2.034.987)	(3.079.465)	(530.556)
Total	(47.389.127)	(48.796.954)	(16.962.832)	(15.346.093)

29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	01-01-2021	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2020
	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(17.942)	(51.572)	(9.014)	(19.701)
Otros activos financieros.	23	6	17	(13)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	20.701.194	1.623.800	28.040.010	(7.254.050)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	(13.136)	2.475	106.269	(5.973)
Total diferencias de cambio por activos	20.670.139	1.574.709	28.137.282	(7.279.737)
Diferencias de cambio por pasivos				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(22.068.927)	(1.593.616)	(29.725.763)	7.628.718
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8.036	13.344	1.107	6.254
Otras provisiones.	(302.391)	(312.659)	(207.834)	136.582
Total diferencias de cambio por pasivos	(22.363.282)	(1.892.931)	(29.932.490)	7.771.554
Total diferencia de cambios neta	(1.693.143)	(318.222)	(1.795.208)	491.817

Los efectos en resultados de los períodos terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020 de los ítems Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar se deben principalmente a la diferencia de cambio experimentada en ambos, debido a mecanismo transitorio de estabilización de precios de la Ley N°21.185 expuesto en nota 4.5.

29.2.- Composición unidades de reajuste.

Resultado por unidades de reajuste	01-01-2021 30-09-2021	01-01-2020 30-09-2020	01-07-2021 30-09-2021	01-07-2020 30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos				
Otros activos financieros.	14.804.863	5.462.963	5.792.039	(112.966)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	339.232	(225.597)	81.551	(335.448)
Activos por impuestos.	134.960	822.450	65.075	8.199
Total unidades de reajuste por activos	15.279.055	6.059.816	5.938.665	(440.215)
Unidades de reajuste por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(24.315.392)	(7.984.277)	(8.907.561)	(89.467)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(60.711)	5.159	64.339	1.995
Otras provisiones.		(20.971)		(148)
Pasivos por arrendamientos.	(355.602)	(94.714)	(174.908)	(2.721)
Total unidades de reajuste por pasivos	(24.731.705)	(8.094.803)	(9.018.130)	(90.341)
Total unidades de reajuste neto	(9.452.650)	(2.034.987)	(3.079.465)	(530.556)

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En los períodos terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 27%, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014. La sociedad se encuentra incorporada al sistema de tributación parcialmente integrado.

30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

Durante el período terminado al 30 de septiembre de 2021 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$13.945.210 y al 30 de septiembre de 2020 un cargo por M\$7.194.679, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2021 30-09-2021	01-01-2020 30-09-2020	01-07-2021 30-09-2021	01-07-2020 30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(1.383.754)	(1.273.324)	(857.619)	(797.129)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(715.792)	(876.829)	(184.656)	1.258.803
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(2.099.546)	(2.150.153)	(1.042.275)	461.674
Impuestos diferidos				
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	15.978.716	(5.229.176)	9.462.604	(2.679.460)
Otros componentes del (gasto) ingreso por impuestos diferido.	66.040	184.650	25.058	54.033
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	16.044.756	(5.044.526)	9.487.662	(2.625.427)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	13.945.210	(7.194.679)	8.445.387	(2.163.753)

30.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2021 30-09-2021	01-01-2020 30-09-2020	01-07-2021 30-09-2021	01-07-2020 30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(2.099.546)	(2.150.153)	(1.042.275)	461.674
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(2.099.546)	(2.150.153)	(1.042.275)	461.674
Impuestos diferidos				
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	16.044.756	(5.044.526)	9.487.662	(2.625.427)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	16.044.756	(5.044.526)	9.487.662	(2.625.427)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	13.945.210	(7.194.679)	8.445.387	(2.163.753)

30.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2021	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2020	01-07-2021	01-07-2021	01-07-2020	01-07-2020
	30-09-2021	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2020
	M\$	%	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	(15.142.501)		19.799.761		(18.176.891)		3.772.174	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	4.088.475	27,0%	(5.345.935)	27,0%	4.907.761	27,0%	(1.018.487)	27,0%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	10.383.165	68,6%	(1.404.037)	7,1%	3.697.397	20,3%	(1.930.471)	51,2%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(526.430)	-3,5%	(444.707)	2,3%	(159.771)	-0,9%	785.205	-20,8%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	9.856.735	65,1%	(1.848.744)	9,3%	3.537.626	19,5%	(1.145.266)	30,4%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	13.945.210	92,1%	(7.194.679)	36,3%	8.445.387	46,5%	(2.163.753)	57,4%

30.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01-01-2021			01-01-2020			01-07-2021			01-07-2020		
	30-09-2021			30-09-2020			30-09-2021			30-09-2020		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	(273.985)	73.976	(200.009)			0	327.218	(88.349)	238.869			0
Cobertura de flujo de efectivo.	5.782.410	(1.561.251)	4.221.159	(5.637.937)	1.522.243	(4.115.694)	4.258.778	(1.149.870)	3.108.908	4.067.356	(1.098.186)	2.969.170
Diferencia de cambio por conversión.			0	819.985		819.985			0	(707.024)		(707.024)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	2.427.080	(655.312)	1.771.768	(1.466.174)	395.867	(1.070.307)	(632.498)	170.775	(461.723)	507.730	(137.087)	370.643
Total		(2.142.587)			1.918.110			(1.067.444)			(1.235.273)	

31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo de existir, las acciones comunes adquiridas por la Sociedad y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2021	01-01-2020
	30-09-2021	30-09-2020
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	(2.930.685)	17.919.521
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas. (\$)	(1,45)	8,87
Cantidad de acciones	2.019.896.893	2.019.896.893

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

32.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico. El comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido (electricidad en Argentina, electricidad en Chile y servicios).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución, transmisión y generación eléctrica. En relación con las características del negocio de dichos segmentos (ver nota 2).

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están vinculados con el margen de cada actividad y su EBITDA (Donde Ebitda se determina como (+) Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales (-) Otras ganancias (pérdidas) (+) Depreciación (+) Amortización).

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables a nivel de estado de situación, estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo, es la siguiente:

32.2.- Cuadros patrimoniales.

32.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico Chile		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES								
Efectivo y equivalentes al efectivo.	194.668.480	325.003.658	790.852	591.940			195.459.332	325.595.598
Otros activos no financieros.	10.689.084	12.732.390	26.457	52.768			10.715.541	12.785.158
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	382.236.537	386.428.408	1.839.705	1.387.318			384.076.242	387.815.726
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7.841.368	8.395.585	474.530	1.211.522	(7.788.097)	(7.504.122)	527.801	2.102.985
Inventarios.	2.491.622	2.228.156	6.107.187	3.414.846			8.598.809	5.643.002
Activos por impuestos.	15.878.195	18.749.744	6.333	48.353	(297.329)	(204.819)	15.587.199	18.593.278
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	613.805.286	753.537.941	9.245.064	6.706.747	(8.085.426)	(7.708.941)	614.964.924	752.535.747
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	425.093	425.093					425.093	425.093
Total activos corrientes	614.230.379	753.963.034	9.245.064	6.706.747	(8.085.426)	(7.708.941)	615.390.017	752.960.840
ACTIVOS NO CORRIENTES								
Otros activos financieros.	49.015.613	29.292.142					49.015.613	29.292.142
Otros activos no financieros.	8.280	8.280					8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	330.679.785	326.257.221				(1)	330.679.785	326.257.220
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	76.861.297	75.587.362			(76.861.297)	(75.587.362)	0	0
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	861.392.705	861.353.332					861.392.705	861.353.332
Plusvalía.	222.834.233	222.834.233					222.834.233	222.834.233
Propiedades, planta y equipo.	2.084.673.108	2.031.214.986	7.453.681	7.563.945			2.092.126.789	2.038.778.931
Propiedad de inversión.	8.017.969	8.043.507					8.017.969	8.043.507
Activos por derecho de uso	4.821.226	7.402.625					4.821.226	7.402.625
Activos por impuestos diferidos.	131.738		106.768				238.506	0
Total activos no corrientes	3.638.435.954	3.561.993.688	7.560.449	7.563.945	(76.861.297)	(75.587.363)	3.569.135.106	3.493.970.270
TOTAL ACTIVOS	4.252.666.333	4.315.956.722	16.805.513	14.270.692	(84.946.723)	(83.296.304)	4.184.525.123	4.246.931.110

32.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico Chile		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$	30-09-2021 M\$	31-12-2020 M\$
PASIVOS CORRIENTES								
Otros pasivos financieros.	128.656.254	196.386.187					128.656.254	196.386.187
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	238.619.013	208.497.294	1.417.654	1.397.852	2	(8.421)	240.036.669	209.886.725
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	14.447.194	31.736.769	2.560.769	3.214	(7.788.099)	(7.495.701)	9.219.864	24.244.282
Otras provisiones.	28.567.116	29.400.097					28.567.116	29.400.097
Pasivos por impuestos.	297.329	204.819			(297.329)	(204.819)	0	0
Otros pasivos no financieros.	26.771.243	19.217.308		28.447			26.771.243	19.245.755
Pasivos por arrendamientos.	2.894.276	3.709.719					2.894.276	3.709.719
Total pasivos corrientes	440.252.425	489.152.193	3.978.423	1.429.513	(8.085.426)	(7.708.941)	436.145.422	482.872.765
PASIVOS NO CORRIENTES								
Otros pasivos financieros.	1.327.054.802	1.317.145.556					1.327.054.802	1.317.145.556
Cuentas por pagar.	341.589.984	335.100.846					341.589.984	335.100.846
Pasivo por impuestos diferidos.	162.096.516	175.371.566	44.679	45.666			162.141.195	175.417.232
Provisiones por beneficios a los empleados.	23.799.971	29.234.997	1.082.608	1.147.371			24.882.579	30.382.368
Pasivos por arrendamientos.	2.604.653	4.263.535					2.604.653	4.263.535
Total pasivos no corrientes	1.857.145.926	1.861.116.500	1.127.287	1.193.037	0	0	1.858.273.213	1.862.309.537
TOTAL PASIVOS	2.297.398.351	2.350.268.693	5.105.710	2.622.550	(8.085.426)	(7.708.941)	2.294.418.635	2.345.182.302
PATRIMONIO								
Capital emitido.	1.551.681.060	1.550.181.060	3.333.729	3.333.729	(16.410.230)	(14.910.230)	1.538.604.559	1.538.604.559
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	267.358.625	277.574.702	4.998.888	5.043.666	(37.898.553)	(37.361.045)	234.458.960	245.257.323
Primas de emisión.			954	954	(954)	(954)	0	0
Otras reservas.	92.348.783	94.047.299	2.734.338	2.668.795	(22.625.335)	(23.383.309)	72.457.786	73.332.785
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.911.388.468	1.921.803.061	11.067.909	11.047.144	(76.935.072)	(75.655.538)	1.845.521.305	1.857.194.667
Participaciones no controladoras.	43.879.514	43.884.968	631.894	600.998	73.775	68.175	44.585.183	44.554.141
Total patrimonio	1.955.267.982	1.965.688.029	11.699.803	11.648.142	(76.861.297)	(75.587.363)	1.890.106.488	1.901.748.808
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	4.252.666.333	4.315.956.722	16.805.513	14.270.692	(84.946.723)	(83.296.304)	4.184.525.123	4.246.931.110

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico Chile				Eléctrico Argentina				Servicios			
	01-01-2021 30-09-2021 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2021 30-09-2021 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2021 30-09-2021 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2021 30-09-2021 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2021 30-09-2021 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2021 30-09-2021 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.136.160.388	1.296.199.606	400.765.679	418.053.737					8.474.871	6.879.218	3.246.723	2.427.837
Costo de ventas	(1.014.024.548)	(1.116.578.734)	(376.348.209)	(361.980.488)					(6.882.302)	(5.630.984)	(2.634.360)	(1.963.661)
Ganancia bruta	122.135.840	179.620.872	24.417.470	56.073.249	0	0	0	0	1.592.569	1.248.234	612.363	464.176
Otros ingresos, por función.	3.270.136	2.677.756	1.156.787	1.173.930								
Gasto de administración.	(76.143.062)	(78.431.139)	(25.356.763)	(26.072.282)					(1.632.594)	(1.671.894)	(565.540)	(551.414)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	(10.540.651)	(30.091.071)	(1.992.405)	(10.916.764)					(192)	(23.836)	7.938	
Otras ganancias (pérdidas).	(6.432.497)	(4.734.565)	518.358	(1.056.826)					(2.923)	2.358	(12.267)	4.198
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	32.289.766	69.041.853	(1.256.553)	19.201.307	0	0	0	0	(43.140)	(445.138)	42.494	(83.040)
Ingresos financieros.	11.948.350	13.309.093	4.044.198	4.020.027					3.873	606	471	40
Costos financieros.	(48.117.798)	(59.699.566)	(16.091.561)	(19.314.104)					(77.759)	(53.878)	(41.267)	(13.317)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	1.798.591	10.125.465	516.320	3.438.454								
Diferencias de cambio.	(1.667.453)	(298.082)	(1.781.651)	492.637					(25.690)	(20.140)	(13.557)	(820)
Resultados por unidades de reajuste.	(9.454.894)	(2.035.187)	(3.081.069)	(530.586)					2.244	200	1.604	30
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(13.203.438)	30.443.576	(17.650.316)	7.307.735	0	0	0	0	(140.472)	(518.350)	(10.255)	(97.107)
Gasto por impuestos a las ganancias.	13.839.538	(7.412.767)	8.386.503	(2.210.584)					105.672	218.088	58.884	46.831
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	636.100	23.030.809	(9.263.813)	5.097.151	0	0	0	0	(34.800)	(300.262)	48.629	(50.276)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.		31.816		15.005		7.516.016		2.667.481				
Ganancia (pérdida)	636.100	23.062.625	(9.263.813)	5.112.156	0	7.516.016	0	2.667.481	(34.800)	(300.262)	48.629	(50.276)
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	(1.069.274)	20.731.235	(9.743.407)	4.435.095		7.409.759		2.638.128	(65.696)	(277.458)	44.325	(47.443)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	1.705.374	2.261.135	479.594	606.806		106.257		29.353	30.896	(22.804)	4.304	(2.833)
Ganancia (pérdida)	636.100	22.992.370	(9.263.813)	5.041.901	0	7.516.016	0	2.667.481	(34.800)	(300.262)	48.629	(50.276)
Depreciación	61.108.410	57.334.385	20.706.310	19.299.604					209.699	197.774	61.320	65.150
Amortización	5.544.515	5.457.472	1.928.397	1.523.590								
EBITDA	105.375.188	136.568.275	20.859.796	41.081.327	0	0	0	0	169.482	(249.722)	116.081	(22.088)

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos. (continuación)

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Ajustes de consolidación				Consolidado			
	01-01-2021 30-09-2021 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2021 30-09-2021 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2021 30-09-2021 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2021 30-09-2021 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	(813.127)	(742.177)	(285.305)	(314.026)	1.143.822.132	1.302.336.647	403.727.097
Costo de ventas	806.107	742.177	278.285	314.026	(1.020.100.743)	(1.121.467.541)	(378.704.284)	(363.630.123)
Ganancia bruta	(7.020)	0	(7.020)	0	123.721.389	180.869.106	25.022.813	56.537.425
Otros ingresos, por función.	(123.264)	(119.211)	(41.538)	(39.834)	3.146.872	2.558.545	1.115.249	1.134.096
Gasto de administración.	130.284	119.211	48.558	39.834	(77.645.372)	(79.983.822)	(25.873.745)	(26.583.862)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.					(10.540.843)	(30.114.907)	(1.984.467)	(10.916.764)
Otras ganancias (pérdidas).					(6.435.420)	(4.732.207)	506.091	(1.052.628)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	0	0	0	0	32.246.626	68.596.715	(1.214.059)	19.118.267
Ingresos financieros.	(49.815)	(505.711)	(30.553)	(156.626)	11.902.408	12.803.988	4.014.116	3.863.441
Costos financieros.	49.815	505.711	30.553	156.626	(48.145.742)	(59.247.733)	(16.102.275)	(19.170.795)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	(1.798.591)	(10.125.465)	(516.320)	(3.438.454)	0	0	0	0
Diferencias de cambio.					(1.693.143)	(318.222)	(1.795.208)	491.817
Resultados por unidades de reajuste.					(9.452.650)	(2.034.987)	(3.079.465)	(530.556)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(1.798.591)	(10.125.465)	(516.320)	(3.438.454)	(15.142.501)	19.799.761	(18.176.891)	3.772.174
Gasto por impuestos a las ganancias.					13.945.210	(7.194.679)	8.445.387	(2.163.753)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	(1.798.591)	(10.125.465)	(516.320)	(3.438.454)	(1.197.291)	12.605.082	(9.731.504)	1.608.421
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.						7.547.832		2.682.486
Ganancia (pérdida)	(1.798.591)	(10.125.465)	(516.320)	(3.438.454)	(1.197.291)	20.152.914	(9.731.504)	4.290.907
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	(1.795.715)	(9.944.015)	(516.189)	(3.337.794)	(2.930.685)	17.919.521	(10.215.271)	3.687.986
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	(2.876)	(111.195)	(131)	(30.405)	1.733.394	2.233.393	483.767	602.921
Ganancia (pérdida)	(1.798.591)	(10.055.210)	(516.320)	(3.368.199)	(1.197.291)	20.152.914	(9.731.504)	4.290.907
Depreciación					61.318.109	57.532.159	20.767.630	19.364.754
Amortización					5.544.515	5.457.472	1.928.397	1.523.590
EBITDA	0	0	0	0	105.544.670	136.318.553	20.975.877	41.059.239

32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020	01-01-2021	01-01-2020
	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020	30-09-2021	30-09-2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	142.723.002	168.813.746			(3.078.170)	(80.397)	30.463.234	17.875.165	170.108.066	186.608.514
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(137.156.147)	(109.586.948)		693.823	636.013	(311.508)	908.139	(1.515.908)	(135.611.995)	(110.720.541)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(135.902.033)	202.356.476			2.560.766	(203.813)	(31.371.373)	(16.359.257)	(164.712.640)	185.793.406
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(130.335.178)	261.583.274	0	730.378	118.609	(595.718)			(130.216.569)	261.681.379
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.					80.303	32.458			80.303	32.458
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(130.335.178)	261.583.274	0	693.823	198.912	(563.260)			(130.136.266)	261.713.837
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	325.003.658	55.257.228		211.916	591.940	728.184			325.595.598	56.197.328
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	194.668.480	316.840.502	0	905.739	790.852	164.924	0	0	195.459.332	317.911.165

33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 30 de septiembre de 2021.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 30-09-2021 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	1.564.888	1.564.888		1.564.888				0	1.564.888
Activos corrientes	AR \$	1.535	1.535		1.535				0	1.535
Activos corrientes	EUR \$	66.435	66.435		66.435				0	66.435
Total activos en moneda extranjera	M/e	1.632.858	1.632.858	0	1.632.858	0	0	0	0	1.632.858
Pasivos corrientes	US \$	334.963	334.963		334.963				0	334.963
Pasivos corrientes	EUR \$	16.265	16.265		16.265				0	16.265
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	351.228	351.228	0	351.228	0	0	0	0	351.228

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2020 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	3.779.382	3.779.382		3.779.382				0	3.779.382
Activos corrientes	AR \$	11.166	11.166		11.166				0	11.166
Activos corrientes	EUR \$	23.628	23.628		23.628				0	23.628
Total activos en moneda extranjera	M/e	3.814.176	3.814.176	0	3.814.176	0	0	0	0	3.814.176
Pasivos corrientes	US \$	210.967	210.967		210.967				0	210.967
Pasivos corrientes	EUR \$	97	97		97				0	97
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	211.064	211.064	0	211.064	0	0	0	0	211.064

33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 30 de septiembre de 2021.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 30-09-2021 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	792.346	792.346		792.346				0	792.346
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	1.535	1.535		1.535				0	1.535
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	30.452	30.452		30.452				0	30.452
Inventarios.	US \$	772.542	772.542		772.542				0	772.542
Inventarios.	EUR \$	35.983	35.983		35.983				0	35.983
Total activos en moneda extranjera	M/e	1.632.858	1.632.858	0	1.632.858	0	0	0	0	1.632.858

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2020 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	3.563.157	3.563.157		3.563.157				0	3.563.157
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	11.166	11.166		11.166				0	11.166
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	21.997	21.997		21.997				0	21.997
Inventarios.	US \$	216.225	216.225		216.225				0	216.225
Inventarios.	EUR \$	1.631	1.631		1.631				0	1.631
Total activos en moneda extranjera	M/e	3.814.176	3.814.176	0	3.814.176	0	0	0	0	3.814.176

33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 30 de septiembre de 2021.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 30-09-2021 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	334.963	334.963		334.963				0	334.963
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	16.265	16.265		16.265				0	16.265
Total pasivos en moneda extranjera		351.228	351.228	0	351.228	0	0	0	0	351.228

Saldos al 31 de diciembre de 2020.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-12-2020 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	210.967	210.967		210.967				0	210.967
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	97	97		97				0	97
Total pasivos en moneda extranjera		211.064	211.064	0	211.064	0	0	0	0	211.064

34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

34.1.- Juicios y otras acciones legales.

- 34.1.1.- Nombre del Juicio: "Bancalari con CGE S.A."
Fecha: 18 de diciembre de 2017.
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 32.645-2017.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.
Cuantía: M\$ 307.000.
Estado: Con fecha 26 de octubre de 2020, se acogió la demanda por M\$101.859. Con fecha 11 de noviembre de 2020, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente.
- 34.1.2.- Nombre del Juicio: "Canteras Lonco con CGE S.A."
Fecha: 28 de diciembre de 2017.
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 35.369-2017
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.
Cuantía: M\$ 180.000.
Estado: Con fecha 25 de agosto de 2020, se acogió la demanda por M\$ 119.738. Con fecha 31 de diciembre 2020, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentre pendiente.
- 34.1.3.- Nombre del Juicio: "Inmobiliaria del Carmen y otro con CGED"
Fecha: 6 de junio de 2017.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 811-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 4.338.530.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 34.1.4.- Nombre del Juicio: "Agrícola las Pataguas y otros con CGED."
Fecha: 20 de noviembre de 2017.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1.348-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 19.338.938.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 34.1.5.- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola La Palmilla de Pumanque y otros con CGED."
Fecha: 22 de Mayo de 2018.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 267-2018

	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona
	Cuantía:	M\$ 1.977.439.
	Estado:	Etapas de prueba finalizada con diligencias pendientes.
34.1.6.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola El Carrizal con CGED y otros”.
	Fecha:	20 de noviembre de 2017.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Santa Cruz.
	Rol N°:	1.349-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.
	Cuantía:	M\$ 1.769.569.
	Estado:	Con fecha 2 de septiembre de 2019, se acogió parcialmente la demanda en contra de CGE por M\$1.658.987 y se rechazó en contra de los ejecutivos demandados. Con fecha 12 de septiembre de 2019, se presentaron recursos ante la Corte de Apelaciones de Rancagua, los que fueron rechazados. Con fecha 11 de febrero de 2021, se presentó un recurso de casación ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente.
34.1.7.-	Nombre del Juicio:	“Sernac con CGED.”
	Fecha:	11 de septiembre de 2017.
	Tribunal:	11° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	18.943-2017.
	Materia:	Demanda Colectiva por efectos de los temporales de junio y julio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Con fecha 13 de mayo de 2020, el tribunal acogió parcialmente la demanda. Con fecha 28 de mayo de 2020, las partes presentaron sus respectivos recursos de apelaciones ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los que se encuentran pendientes de resolución
34.1.8.-	Nombre del Juicio:	“Benítez con CGED.”
	Fecha:	1 de agosto de 2017.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Temuco
	Rol N°:	1.020-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 251.000.
	Estado:	Etapas de prueba finalizada.
34.1.9.-	Nombre del Juicio:	“Inversiones, Asesorías y Capacitación Castellano Limitada con CGED”
	Fecha:	4 de diciembre de 2017.
	Tribunal:	28° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	22.726-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en la comuna de Litueche.
	Cuantía:	M\$ 150.000.
	Estado:	Con fecha 25 de febrero de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 9 de marzo de 2020, la demandante presentó un

recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 34.1.10.- Nombre del Juicio: "Sernac con CGED"
Fecha: 5 de diciembre de 2017
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago
Rol Nº: 34.785-2017
Materia: Demanda Colectiva por efectos de un temporal de viento y lluvia ocurrido con fecha 7 y 8 de junio de 2017 en sector el Huique.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Con fecha 12 de noviembre de 2020, La Corte de Apelaciones de Santiago acogió la demanda. Con fecha 1 de diciembre de 2020, CGE presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que fue rechazado con fecha 11 de junio de 2021. El juicio se encuentra en estado de cumplimiento.
- 34.1.11.- Nombre del Juicio: "Roberto Tamm y Compañía con CGED"
Fecha: 28 de marzo de 2018.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Rancagua.
Rol Nº: 2.525-2018
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 34.1.12.- Nombre del Juicio: "Agrícola Arellano con CGED y Transnet"
Fecha: 3 de diciembre de 2015.
Tribunal: 19° Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº: 30.615-2015.
Materia: Resolución de contrato.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.13.- Nombre del Juicio: "Albornoz y otros con CGED"
Fecha: 29 de octubre 2016.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
Rol Nº: 1.954-2019.
Materia: Demanda indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 400.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.14.- Nombre del Juicio: "Agrícola Esmeralda con CGE"
Fecha: 29 de agosto de 2018.
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº: 23.147-2018.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de Melipilla.
Cuantía: M\$ 5.000.000.
Estado: Con fecha 17 de julio de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 16 de septiembre de 2020, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 34.1.15.- Nombre del Juicio: "Celsi Limitada con CGE"
Fecha: 13 de octubre de 2018.
Tribunal: 2° Juzgado de Talagante.
Rol N°: 1.679-2018.
Materia: Reclamo de avalúo de comisión tasadora
Cuantía: M\$ 341.135.
Estado: Con fecha 5 de agosto de 2021, se notificó sentencia que rechaza la demanda principal y sólo acoge una petición parcial y subsidiaria de incrementar el monto de la servidumbre en M\$11.409. Con fecha 6 de agosto de 2021, la demandante apeló ante la Corte de Apelaciones de San Miguel. Con fecha 16 de agosto de 2021, CGE apeló. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.
- 34.1.16.- Nombre del Juicio: "Sociedad de Inversiones Frulac con CGE"
Fecha: 19 de marzo de 2019.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Rancagua.
Rol N°: 9.809-2018.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 158.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.17.- Nombre del Juicio: "Valdés con CGE"
Fecha: 23 de julio de 2019.
Tribunal: Juzgado de Letras de Constitución.
Rol N°: 3-2019.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 189.483.
Estado: Con fecha 30 de junio de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 10 de julio, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Talca, el que se encuentra pendiente.
- 34.1.18.- Nombre del Juicio: "Rojas con CGE"
Fecha: 7 de febrero de 2019.
Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 38.187-2018.
Materia: Cobro de facturas.
Cuantía: M\$ 158.468.
Estado: Con fecha 28 de mayo de 2020, se rechazó la demanda. Se encuentra pendiente la notificación de la sentencia.
- 34.1.19.- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con Empresa Eléctrica Atacama S.A"
Fecha: 14 de octubre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Copiapó.
Rol N°: 4.281-2011.
Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 177.701.
Estado: Con fecha 4 de octubre de 2019, se notificó sentencia de primera instancia que acogió la demanda por M\$ 121.528. Con fecha 14 de octubre de 2019, la demandada presentó un

recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Copiapó, el que fue rechazado con fecha 16 de junio de 2020. Se presentó un recurso de casación ante la Corte Suprema, el que fue rechazado. Pendiente, cumplimiento incidental.

- 34.1.20.- Nombre del Juicio: "EMELAT con Sociedad Contractual Minera KOZAN"
Fecha: 29 de enero de 2015.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Copiapó.
Rol N°: C-1034-2016.
Materia: Cumplimiento de contrato de compraventa de energía y potencia eléctrica.
Cuantía: M\$ 967.433.
Estado: Con fecha 31 de enero de 2019, se rechazó la demanda. Con fecha 15 de marzo de 2019, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Copiapó, el que fue rechazado. Con fecha 14 de enero de 2020, la demandante presentó un recurso de casación en el fondo, el que se encuentra pendiente de resolución
- 34.1.21.- Nombre del Juicio: "Icafal con Elecda"
Fecha: 16 de mayo de 2017.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Antofagasta.
Rol N°: 269-2016.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.050.577.
Estado: Con fecha 29 de agosto de 2018, se rechazó la demanda. Con fecha 19 de noviembre de 2018, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que fue rechazado con fecha 22 de abril de 2019. Con fecha 10 de mayo de 2019, la demandante presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución
- 34.1.22.- Nombre del Juicio: "Fisco con CONAFE"
Fecha: 3 de agosto de 2018.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Valparaíso.
Rol N°: 1.200-2018.
Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 449.184.
Estado: Con fecha 5 de diciembre de 2019, se dictó sentencia de primera instancia que acoge la demanda. Con fecha 14 de diciembre de 2019, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso, el que fue acogido, rechazando la demanda. Con fecha 11 de febrero de 2021, el Fisco interpuso un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente.
- 34.1.23.- Nombre del Juicio: "Burgos con CGE"
Fecha: 15 de mayo de 2019.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
Rol N°: 637-2019.

	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.24.-	Nombre del Juicio:	“Megalectric con CGE”
	Fecha:	20 de mayo de 2019.
	Tribunal:	21° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	645-2019.
	Materia:	Cobro de facturas.
	Cuantía:	M\$ 376.000.
	Estado:	Etapa de prueba finalizada.
34.1.25.-	Nombre del Juicio:	“Sociedad Ingeniera Eléctrica Asegim con CGE”
	Fecha:	11 de junio de 2019.
	Tribunal:	7° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	5.333-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 1.430.000.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.26.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Santa Carmencita con CGE”
	Fecha:	25 de marzo de 2019.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	1.047-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización por servidumbre.
	Cuantía:	M\$ 756.610.
	Estado:	Etapa de prueba finalizada.
34.1.27.-	Nombre del Juicio:	“Muro con CGE”
	Fecha:	28 de mayo de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol N°:	528-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Perdigadero.
	Cuantía:	M\$ 2.504.050.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.28.-	Nombre del Juicio:	“Bosques Viñuela con CGE”
	Fecha:	6 de agosto de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Quirihue.
	Rol N°:	152-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Quirihue.
	Cuantía:	M\$ 1.140.609.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.29.-	Nombre del Juicio:	“Forestal con CGE”
	Fecha:	6 de agosto de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Quirihue.
	Rol N°:	164-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Quirihue.

	Cuantía:	M\$ 681.185.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.30.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Santa Magdalena con CGE”
	Fecha:	20 de agosto de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Santa Cruz.
	Rol N°:	778-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.
	Cuantía:	M\$ 818.956.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.31.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Santa Magdalena y otros con CGE”
	Fecha:	20 de agosto de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol N°:	788-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 9.884.317.
	Estado:	Etapa discusión finalizada.
34.1.32.-	Nombre del Juicio:	“Forestal y Agrícola La Piedra y otro con CGE”
	Fecha:	4 de septiembre de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Cauquenes.
	Rol N°:	415-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.33.-	Nombre del Juicio:	“Pool con CGE”
	Fecha:	1 de agosto de 2019.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Antofagasta.
	Rol N°:	4.118-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 330.000.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.34.-	Nombre del Juicio:	“Aes Gener con CGE”
	Fecha:	5 de septiembre de 2019.
	Tribunal:	Juez Arbitro Claudio Undurraga Abbott.
	Rol N°:	3.856-2019.
	Materia:	Resolución de diferencias ocurridas en relación con contrato de suministro eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 40.898.398.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.35.-	Nombre del Juicio:	“Electricidad Aescor con CGE”
	Fecha:	15 de noviembre de 2011.
	Tribunal:	Primer Juzgado Civil de Rancagua.
	Rol N°:	8.372-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 250.000.

	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.36.-	Nombre del Juicio:	“Servicios Profesionales S.A. con CGE”
	Fecha:	4 de octubre de 2019.
	Tribunal:	19° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	27.454-2019.
	Materia:	Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 212.541.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.37.-	Nombre del Juicio:	“Díaz y otros con CGE”
	Fecha:	12 de noviembre de 2019.
	Tribunal:	Peralillo.
	Rol N°:	371-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de El Perdigadero.
	Cuantía:	M\$ 1.555.000.
	Estado:	Demanda presentada sin notificar.
34.1.38.-	Nombre del Juicio:	“Vigueras y otros con CGE”.
	Fecha:	17 de febrero de 2020.
	Tribunal:	Juzgado de Letras y Garantía de Lebu.
	Rol N°:	407-2019
	Materia:	reclamación judicial monto de indemnización por servidumbre eléctrica.
	Cuantía:	M\$ 1.098.813.
	Estado:	Etapa prueba.
34.1.39.-	Nombre del Juicio:	“SACYR con CGE”.
	Fecha:	12 de febrero de 2020.
	Tribunal:	28° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	34.995-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 2.771.168.
	Estado:	Etapa discusión finalizada.
34.1.40.-	Nombre del Juicio:	“CGE con CMPC”.
	Fecha:	10 de enero de 2020.
	Tribunal:	17° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	741-2020.
	Materia:	Cumplimiento de contrato de compraventa de energía y potencia eléctrica.
	Cuantía:	M\$ 340.558.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.41.-	Nombre del Juicio:	“ODECU con CGE”.
	Fecha:	17 de enero de 2020.
	Tribunal:	20° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	31.803-2019.
	Materia:	Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de febrero de 2019 en el sur de Chile.

- Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.42.- Nombre del Juicio: "Calufquir y otros con CGE".
Fecha: 17 de marzo de 2020.
Tribunal: Juzgado de Pitrufrquen.
Rol N°: 70-2019.
Materia: Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de febrero de 2019 en el sur de Chile.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.43.- Nombre del Juicio: "Agrícola Santa Magdalena y otros con CGE".
Fecha: 26 de marzo de 2020
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 334-2020.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Perdigadero.
Cuantía: M\$ 3.033.535.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.44.- Nombre del Juicio: "Agrícola Santa Magdalena y otros con CGE".
Fecha: 26 de marzo de 2020
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 335-2020.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector La Cabaña y Alto Población.
Cuantía: M\$ 27.910.610.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.45.- Nombre del Juicio: "Simón con CGE"
Fecha: 19 de mayo de 2020.
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 31762-2019.
Materia: Precario.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.46.- Nombre del Juicio: "Pinochet con CGE"
Fecha: 23 de abril de 2020.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 1903-2020
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de San Clemente durante el año 2020.
Cuantía: M\$ 240.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.47.- Nombre del Juicio: "Arellano con CGE"
Fecha: 30 de abril de 2020.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 24.603-2019.

	Materia:	Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de mayo de 2019 en la comuna de Padre Hurtado.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapas de discusión.
34.1.48.-	Nombre del Juicio:	“DB Ingeniería con CGE”
	Fecha:	7 de agosto de 2020.
	Tribunal:	29° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	5864-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 8.914.060.
	Estado:	Etapas de discusión finalizada.
34.1.49.-	Nombre del Juicio:	“Desco con CGE”
	Fecha:	14 de septiembre de 2020.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de la Serena.
	Rol N°:	2524-2020.
	Materia:	Denuncia de obra nueva.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Con fecha 4 de mayo de 2021, se rechazó la demanda. Con fecha 19 de mayo de 2021, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de La Serena, el que se encuentra pendiente.
34.1.50.-	Nombre del Juicio:	“Pontigo con CGE”
	Fecha:	1 de agosto de 2020.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	10345-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio El Peral.
	Cuantía:	M\$ 1.005.382.
	Estado:	Etapas de prueba.
34.1.51.-	Nombre del Juicio:	“Guerrero con CGE”
	Fecha:	26 de junio de 2020.
	Tribunal:	29° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	7167-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 290.400.
	Estado:	Etapas de prueba.
34.1.52.-	Nombre del Juicio:	“Valdés Sazo con CGE”
	Fecha:	5 de mayo de 2017. (Se incorpora por reactivación de juicio en agosto de 2020).
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	1069-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 800.000.
	Estado:	Etapas de discusión.

- 34.1.53.- Nombre del Juicio: "Asociación de Consumidores y Usuarios del Maule con CGE"
Fecha: 30 de noviembre de 2020
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 3069-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.54.- Nombre del Juicio: "León con CGE"
Fecha: 15 de diciembre de 2020
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1.214-20.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.400.000.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.55.- Nombre del Juicio: "Retamales con CGE"
Fecha: 15 de diciembre de 2020
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1.215-20.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.150.000.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.56.- Nombre del Juicio: "Retamales con CGE"
Fecha: 12 de enero de 2021
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 1.350-20.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 250.000.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.57.- Nombre del Juicio: "Aes Gener con CGE"
Fecha: 11 de noviembre de 2020
Tribunal: Juez Árbitro Hernán Correa Talciani
Rol N°: 4.409-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.005.188.
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.58.- Nombre del Juicio: "Colbún con CGE"
Fecha: 18 de noviembre de 2020
Tribunal: Juez Árbitro Rafael Gomez Balmaceda
Rol N°: 4.406-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 2.804.182.
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.59.- Nombre del Juicio: "Diego de Almagro Solar con CGE"
Fecha: 5 de octubre de 2020
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Copiapó.
Rol N°: 1.814-2020.

	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 1.116.856.
	Estado:	Etapas de discusión finalizadas.
34.1.60.-	Nombre del Juicio:	“LLadser con CGE”
	Fecha:	16 de noviembre de 2020
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Melipilla
	Rol N°:	2.999-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada. Se alega un cobro excesivo en su cuenta de electricidad.
	Estado:	Etapas de discusión finalizadas.
34.1.61.-	Nombre del Juicio:	“Quemchi con CGE”
	Fecha:	2 de octubre de 2020
	Tribunal:	7° Civil de Santiago.
	Rol N°:	13.500-2020.
	Materia:	Declarativo de derechos.
	Cuantía:	Indeterminado. Se pretende que no se cobre a la demandada el uso de instalaciones de transmisión.
	Estado:	Etapas de discusión finalizadas.
34.1.62.-	Nombre del Juicio:	“Yelcho con CGE”
	Fecha:	21 de octubre de 2020
	Tribunal:	4° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	2.062-19.
	Materia:	Precario.
	Cuantía:	Indeterminado. Se solicita que CGE retire sus instalaciones, en virtud de un presupuesto existente por M\$47.038.
	Estado:	Etapas de discusión finalizadas.
34.1.63.-	Nombre del Juicio:	“Inmobiliaria Nueva Esperanza con CGE”
	Fecha:	22 de diciembre de 2020
	Tribunal:	2° Juzgado de Letras de Talca.
	Rol N°:	2.216-2020.
	Materia:	Precario.
	Cuantía:	Indeterminada. Solicita el retiro de 38 postes.
	Estado:	Etapas de prueba.
34.1.64.-	Nombre del Juicio:	“Diaz Luis Enrique y otros con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol N°:	1.291-20.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de El Perdiguero.
	Cuantía:	M\$ 193.222.
	Estado:	Etapas de discusión finalizadas.
34.1.65.-	Nombre del Juicio:	“Diaz Luis y otros con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol N°:	1.292-20.

	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de El Perdigadero.
	Cuantía:	M\$ 155.673.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.66.-	Nombre del Juicio:	“Evergreen con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	25° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	18.949-20.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 3.214.493.
	Estado:	Etapa de discusión finalizado.
34.1.67.-	Nombre del Juicio:	“Forster con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	Santa Cruz.
	Rol N°:	1.330-20.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 1.401.818.
	Estado:	Etapa de discusión finalizado.
34.1.68.-	Nombre del Juicio:	“Osorio con CGE”
	Fecha:	12 de enero de 2021
	Tribunal:	Santa Cruz.
	Rol N°:	72-21.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 606.040.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.69.-	Nombre del Juicio:	“Enel Generación con CGE”
	Fecha:	27 de enero de 2021
	Tribunal:	11° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	18.394-20.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 6.087.225.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.70.-	Nombre del Juicio:	“Constructora Independencia con CGE”
	Fecha:	11 de enero de 2021
	Tribunal:	Tribunal de la libre competencia.
	Rol N°:	417-21.
	Materia:	Libre competencia.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.71.-	Nombre del Juicio:	“Sociedad THL con CGE”
	Fecha:	16 de marzo de 2021
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Rancagua.
	Rol N°:	708-2021.

	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 155.650.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.72.-	Nombre del Juicio:	“Céspedes con CGE”
	Fecha:	18 de noviembre de 2020.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	3.136-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 150.000.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.73.-	Nombre del Juicio:	“Flores Mamani con CGE”
	Fecha:	11 de mayo de 2021.
	Tribunal:	Juzgado Civil de Iquique.
	Rol N°:	2094-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 14.001.920.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.74.-	Nombre del Juicio:	“Sociedad Pesquera Galeb con CGE”
	Fecha:	8 de junio de 2021.
	Tribunal:	Tercer Juzgado de Policía Local de Antofagasta.
	Rol N°:	1718-21.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 220.000.
	Estado:	Para fallo.
34.1.75.-	Nombre del Juicio:	“Retamales con CGE”
	Fecha:	29 de marzo de 2021.
	Tribunal:	Juzgado de letras de Santa Cruz.
	Rol N°:	58-2021.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 190.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.76.-	Nombre del Juicio:	“Sociedad Comercial Vassal con CGE”
	Fecha:	6 de abril de 2021.
	Tribunal:	17° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	1415-2021.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 573.444.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.77.-	Nombre del Juicio:	“Comercial Trongol con CGE”
	Fecha:	5 de abril de 2021.
	Tribunal:	Juzgado de Quirihue.
	Rol N°:	18171-2020.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Quirihue.
	Cuantía:	M\$ 230.000.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.

- 34.1.78.- Nombre del Juicio: "Remoltrac y otros con CGE"
Fecha: 22 de julio de 2021.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 3632-2021.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.500.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.79.- Nombre del Juicio: "Transportes Guidexe con CGE"
Fecha: 22 de julio de 2021.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 326-2021.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 762.600.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.80.- Nombre del Juicio: "Rodriguez y otros con CGE"
Fecha: 13 de septiembre de 2021.
Tribunal: 13° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 6479-2021.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.111.314.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.81.- Nombre del Juicio: "Viveros con CGE"
Fecha: 8 de julio de 2021.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Temuco.
Rol N°: 1469-2021.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 414.252.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.82.- Nombre del Juicio: "Ventana Minerals con CGE"
Fecha: 25 de agosto de 2021.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol N°: 933-2021.
Materia: Demanda de declaración de prescripción.
Cuantía: M\$ 164.383.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.83.- Nombre del Juicio: "CGE con Municipalidad de Talcahuano"
Fecha: 24 de septiembre de 2021.
Tribunal: 2° Civil de Talcahuano.
Rol N°: 1566-2021.
Materia: Cobranza judicial de deuda eléctrica.
Cuantía: M\$ 1.050.512.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.84.- Nombre del Juicio: "Cárdenas con CGE"
Fecha: 10 de marzo de 2021.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Punta Arenas.

Rol N°: 250-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios por existencia de instalaciones eléctricas en supuesto predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 250.000.
Estado: Etapa de prueba.

34.2.- Sanciones administrativas.

- 34.2.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.558 de fecha 10 de septiembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 4.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en línea 66kv Itahue-Talca N°2. Con fecha 2 de octubre de 2018, se interpuso un recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 13 mayo de 2020, se presentó un recurso de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 12 de abril de 2021, la Corte de Apelaciones de Santiago acogió la petición subsidiaria de CGE, accediendo a rebajar la multa de 4.000 a 2.000 UTM. Frente a esta resolución la SEC presentó con fecha 23 de abril de 2021 recurso de apelación, el cual fue acogido por la Corte Suprema quien en sentencia de fecha 25 de septiembre revocó el fallo de la Corte de Apelaciones de Santiago, confirmando la multa impuesta de 4.000 UTM. Multa en proceso de pago.
- 34.2.2.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.557 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM: Falla en línea Charrúa-Chillan el 30 de septiembre de 2019. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual fue rechazado. Con fecha 26 de enero de 2021, se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual es rechazado con fecha 1 de septiembre de 2021. Multa se encuentra en proceso de pago.
- 34.2.3.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.558 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM: Falla en Línea de 66 KVA Victoria-Traiguén el 30 de mayo de 2019. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.4.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.559 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 6.000 UTM: Falta de mantenimiento por falla en Línea de 66 KVA Loncoche-Villarrica el 30 de mayo de 2019. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual fue rechazado. Con fecha 26 de enero de 2021, se presentó ante la Corte de Apelaciones de Santiago un recurso de reclamación, el cual es rechazado con fecha 30 de agosto de 2021. Multa se encuentra en proceso de pago.
- 34.2.5.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.560 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 15.000 UTM: Falla en Línea de 110 KVA Quelentaro-Portezuelo el 3 de diciembre de 2018. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual fue rechazado. Con fecha 26 de enero de 2021, se presentó ante la Corte de Apelaciones de Santiago un recurso de reclamación el cual es rechazado con fecha 31 de agosto de 2021. Multa se encuentra en proceso de pago.
- 34.2.6.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.191 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 25.000 UTM:

Índices SAIDI en comunas de la región de O'Higgins. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.

- 34.2.7.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.192 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región de Tarapacá. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.8.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.202 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región de Coquimbo. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.9.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.203 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región Metropolitana. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.10.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.204 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 5.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región de Antofagasta. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.11.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.205 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región de Ñuble. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.12.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.206 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 45.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región de la Araucanía. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.13.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.207 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 105.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región del Maule. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual fue rechazado. Con fecha 27 de marzo de 2021, se presentó recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.14.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.988 de fecha 25 de enero de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM: Falla ocurrida el 14 de enero de 2021 en la Subestación Paniahue. Con fecha 29 de enero de 2021, se presentó recurso de reposición el cual es rechazado por la SEC con fecha 31 de agosto de 2021. Con fecha 14 de septiembre de 2021 se presentó recurso de reclamación por ilegalidad el cual está pendiente de resolución.
- 34.2.15.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 34.563 de fecha 12 de mayo de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 14.000 UTM: No mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de seguridad, región de la Araucanía. Con fecha 1 de junio de 2021, se presentó recurso de reclamación por

ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual se encuentra pendiente de resolución.

- 34.2.16.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 34.682 de fecha 16 de junio de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 35.000 UTM: No cumplir con los estándares de calidad comercial de los centros de atención de llamados de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. Con fecha 23 de julio de 2021 se interpuso acción de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago la cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.17.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 34.832 de fecha 18 de agosto de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 5.300 UTM: Incumplimiento a obligación de suministrar energía de manera continua e ininterrumpida. Con fecha 25 de agosto de 2021 se presentó ante SEC recurso de reposición el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.18.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 34.833 de fecha 18 de agosto de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM: Incumplimiento a obligación de suministrar energía de manera continua e ininterrumpida. Con fecha 25 de agosto de 2021 se presentó ante SEC recurso de reposición el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.19.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 34.905 de fecha 24 de septiembre de 2021., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.500 UTM: Entrega de información manifiestamente errónea, respecto de la información entregada en la plataforma Portal de PMGD. Con plazo pendiente para presentar reposición.

34.3.- Sanciones.

- 34.3.1.- De la Comisión para el Mercado Financiero.

CGE, sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen el Grupo CGE, no han sido sancionados por la Comisión para el Mercado Financiero durante el período terminado al 30 de septiembre de 2021 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020.

- 34.3.2.- De otras autoridades administrativas.

Los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el período terminado al 30 de septiembre de 2021 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020.

La Sociedad y subsidiaria, de acuerdo a lo enunciado en la Nota 34.2 ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y Superintendencia de medio Ambiente.

34.4.- Restricciones.

Compañía General de Electricidad S.A. ha convenido con bancos, acreedores y tenedores de bonos los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros:

Índice	BCGEI - I	BCGEI - J	BCGEI - K	BCGED - E	BCGET - D	BCGEI - M	BCGEI - N	BCGEI - P	BCGEI - Q
Razón de endeudamiento financiero	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,10 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces
Activos libres de garantías reales	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea
Patrimonio mínimo	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 6.700.000	> UF 7.000.000	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Activos en el sector Eléctrico y Gas	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica

Estas restricciones se definen como:

- i) Series de Bono: BCGEI-I, BCGEI-J y BCGEI-K:
a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre “Deuda Financiera Neta” y “Total Patrimonio” definidas de la siguiente manera:

“Deuda Financiera Neta”:

- (+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”
- (+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”
- (-) “Efectivo y Equivalente al Efectivo”

“Total Patrimonio”:

- (+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora”
- (+) “Participaciones no Controladoras”

- b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la línea, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

“Pasivos Financieros:

(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”

(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

c) Patrimonio mínimo:

(+) “Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora” en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

d) Activos en el sector Eléctrico y Gas: Mantener activos en los sectores de generación y/o distribución y/o comercialización y/o transmisión de energía eléctrica, y/o distribución y/o comercialización y/o almacenamiento y/o transporte de gas licuado o gas natural, incluyendo entre dichos activos la partida “Efectivo y Equivalentes al Efectivo” mayor o igual a 2 veces el saldo insoluto del capital de los bonos emitidos con cargo a la línea presente.

Activos en los sectores indicados:

- Los valores de las inversiones en subsidiarias usando el método de la participación y que pertenezcan a los referidos sectores.
- Los valores de las inversiones directas del emisor en asociadas e inversiones en negocios conjuntos usando el método de la participación y que pertenezcan a los referidos sectores.
- Los valores de las partidas incluidas en el rubro plusvalía de los estados financieros del emisor que correspondan a inversiones directas del emisor en subsidiarias asociadas o inversiones en negocios conjuntos que pertenezcan a los referidos sectores.

ii) Serie de Bono: BCGED-E:

a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre “Deuda Financiera Neta” y “Total Patrimonio” definidas de la siguiente manera:

“Deuda Financiera Neta”:

(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”

(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

(-) “Efectivo y Equivalente al Efectivo”

“Total Patrimonio”:

(+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora”

(+) “Participaciones no Controladoras”

b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.

- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

“Pasivos Financieros”:

(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”

(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

c) Patrimonio mínimo:
(+) “Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora” en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

iii) Serie de Bono: BCGET-D

a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre “Deuda Financiera Neta” y “Total Patrimonio” definidas de la siguiente manera:

“Deuda Financiera Neta”:

(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”

(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

(-) “Efectivo y Equivalente al Efectivo”

“Total Patrimonio”:

(+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora”

(+) “Participaciones no Controladoras”.

b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

“Pasivos Financieros”:

(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”

(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

- c) Patrimonio mínimo:
- (+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.
- iv) Series de Bono: BCGEI-M, BCGEI-N, BCGEI-P y BCGEI-Q
- a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre "Deuda Financiera Neta" y "Total Patrimonio" definidas de la siguiente manera:
- "Deuda Financiera Neta":
- (+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"
 - (+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"
 - (-) "Efectivo y Equivalente al Efectivo"
- "Total Patrimonio":
- (+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora"
 - (+) "Participaciones no Controladoras"
- b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales que sean al menos 1,2 veces el saldo insoluto de los bonos emitidos con cargo a la línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

Descripción de opción de rescate anticipado voluntario

- i) Series de Bono: BCGEI-I, BCGEI-J, BCGEI-K: Si durante la vigencia de la línea, el emisor dejare de ser dueño, directa o indirectamente, de más del 50% del capital con derecho a voto de CGE Distribución S.A., o dejare de mantener el control de la administración de dicha sociedad.
- ii) Serie de Bono: BCGED-E: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo entre dichos activos la partida "Efectivo y Equivalentes al Efectivo", los valores incluidos en la cuenta "Plusvalía" que pertenezcan a los referidos sectores y "Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía" de los Estados Financieros del emisor.
- iii) Serie de Bono: BCGET-D: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión, generación o distribución de electricidad, considerando para el cálculo de este porcentaje la suma de las partidas "Total Activos No Corrientes" más "Efectivo y Equivalentes al Efectivo" de los Estados Financieros del emisor.

- iv) Serie de Bonos: BCGEI-M, BCGEI-N, BCGEI-P y BCGEI-Q: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo para el cálculo de dicho porcentaje la cuenta “Efectivo y Equivalentes al Efectivo”, la cuenta “Plusvalía” que pertenezcan a los referidos sectores y la cuenta “Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía” de los Estados Financieros consolidados del emisor.

El resultado de las principales restricciones de Compañía General de Electricidad S.A. es:

Indice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< o = 1,1 veces	0,67 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	2,87 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 916	> o = 1,2 veces	34,77 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 917	> o = 1,2 veces	27,81 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 61.336.699	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	> 2 veces	68,06 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	> 2 veces	22,69 Veces	Trimestral	Bonos

Otros Resguardos: Causal de Rescate Anticipado

Causal de Rescate Anticipado Voluntario	Activos en transmisión y distribución de electricidad	> o = 70% de Activos Totales	97,88% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos
---	---	------------------------------	-------------------------------	------------	-------

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 30 de septiembre de 2021 la Sociedad y todas sus subsidiarias se encuentran en cumplimiento de sus restricciones y compromisos financieros.

Tal como se indicó en nota 1, con fecha 24 de septiembre de 2021, la Junta Extraordinaria de Accionista de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la división social de sí misma en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta (CGE Transmisión S.A.).

En dicha ocasión también se aprobó que Compañía General de Electricidad S.A., se constituya en aval y/o fiador y/o codeudor solidario de CGE Transmisión S.A. respecto de todas y cada una de las obligaciones presentes o futuras emanadas de las deudas bancarias asignadas producto de la división, como asimismo de sus prórrogas, renovaciones, reprogramaciones, modificaciones, novaciones o sustituciones totales o parciales.

35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios del 30 de septiembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad y subsidiarias no registran garantías materiales comprometidas con terceros.

36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.

La distribución de personal de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

Subsidiaria / área	30-09-2021				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	35	500	275	810	904
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	50	81	134	137
CGE Comercializadora SpA	2	5		7	7
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	4	41	80	125	127
Total	44	596	436	1.076	1.175

Subsidiaria / área	31-12-2020				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	40	468	442	950	991
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	52	84	139	139
Transformadores Tusan S.A. y subsidiaria	4	47	81	132	137
Total	47	567	607	1.221	1.267

37.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad y sus subsidiarias, participan en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hacen esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, estas empresas cumplen y hacen seguimiento proactivo a la normativa ambiental de manera de cumplirla cabalmente en forma sostenida. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, ser sometidos a procesos de calificación ambiental, mediante el Servicio de Evaluación Ambiental. En este mismo sentido, estas empresas han suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

El siguiente es el detalle de los desembolsos efectuados y que se efectuarán relacionados con normas de medioambiente al 30 de septiembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

Al 30 de septiembre de 2021.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Correctivo Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	1.715	11-01-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Correctivo Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	1.163	11-01-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	6.362	29-01-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	3.071	31-01-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 1 Etapa	Reposición gases patrones CEMS para validación anual	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	6.496	15-02-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	13.416	26-02-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	432.479	26-02-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Anticipo validación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	3.051	22-03-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	67.127	31-03-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	26.191	31-03-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Pago 4 de 4 JHG reporte emisiones 2020	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.906	14-04-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ene-Mar)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	602	20-04-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	184.727	30-04-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	63.036	30-04-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	396	15-05-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Modelación de emisiones unidades generadoras para RETC	RETC	Gasto	Asesorías Técnicas	1.183	18-05-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Pago 1 de 4 JHG servicio reporte emisiones 2021	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.774	18-05-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	160.575	30-05-2021

Al 30 de septiembre de 2021 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	77.773	30-05-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	2.159	15-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Pago 1 de 2 asesoría ambiental RE 654 Plan de Compensaciones	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorías Técnicas	3.523	23-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Abr)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	920	30-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Validación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	12.334	30-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	71.376	30-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Porvenir	2.296	30-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	115.564	30-06-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica RE 654 abril 2021	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorías Técnicas	3.865	06-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Pago 2 de 2 asesoría ambiental RE 654 Plan de Compensaciones	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorías Técnicas	14.116	13-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica RE 654 mayo 2021	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorías Técnicas	5.825	23-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	30.420	30-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) - Semestral	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	4.700	30-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Porvenir	44.556	30-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	74.592	30-07-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Pago 2 de 4 JHG servicio reporte emisiones 2021	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.799	10-08-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	6.375	30-08-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	17.515	31-08-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Porvenir	50.212	31-08-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	55.783	31-08-2021

Al 30 de septiembre de 2021 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría ORD 3059/SMA rectificación reporte 2 emisiones 2021	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	1.711	13-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jun-Ago)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	913	14-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica RE 654 junio 2021	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorías Técnicas	1.503	23-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría jurídica RE 654 jul-ago-sep 2021	Asesoría RE 654/SMA Corrección Pre-procedimental	Gasto	Asesorías Técnicas	1.804	23-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	600	25-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Porvenir	45.000	30-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Segunda etapa implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	44.610	30-09-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asistencia remota Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)	Actualización de datos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	812	01-10-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Sep)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	313	20-10-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Porvenir	153.000	29-10-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	5.262	30-10-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Oct)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	235	02-11-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 3 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	6.890	25-11-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Porvenir	203.000	30-11-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Nov)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	443	01-12-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	5.370	20-12-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	insonorización Central Porvenir	Implementación de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Porvenir	197.000	31-12-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Implementación de SCR en UG 11 CPO	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Inversión	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	362.077	31-12-2021
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	implementación de SCR Unidades CPW	Implementación de equipos para abatimiento de emisiones de Nox	Inversión	Medidas de abatimiento de emisiones de Nox	429.628	31-12-2021
CGE S.A.	LT 66kV San Fernando-Placilla: Refuerzo	Elaboracion DIA Proy. San Fern. - Plac	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	9.716	24-03-2021
CGE S.A.	LT 66kV San Fernando-Placilla: Refuerzo	Elaboracion DIA Proy. San Fern. - Plac	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	9.716	24-03-2021

Al 30 de septiembre de 2021 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
CGE S.A.	Seccionamiento S/E San Gregorio	SNC: Revisión Pertinencia San Gregorio	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	1	26-03-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	559	07-04-2021
CGE S.A.	LT 66kV San Fernando-Placilla: Refuerzo	Elaboracion DIA Proy. San Fern. - Plac	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	9.716	10-06-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	118	07-04-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	691	01-06-2021
CGE S.A.	Ampliación S/E Monterrico (ampliación Barra)	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	33.248	25-05-2021
CGE S.A.	Seccionamiento S/E San Gregorio	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	61.058	14-05-2021
CGE S.A.	Ampliación S/E Curacautín	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	75.641	12-05-2021
CGE S.A.	Ampliación S/E Collipulli	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	56.989	12-05-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	626	30-06-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	627	28-07-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	400	31-08-2021
CGE S.A.	LT 66kV Fátima - Isla de Maipo	Cumplimiento de la RCA	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	2.160	22-09-2021
CGE S.A.	Refuerzo LAT 66 kV Teno Rauquen (Tramo faltante)	Análisis medio ambiental	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	1.041	28.07.2021
CGE S.A.	Ampliación S/E Lautaro	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	70.943	23-07-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Lautaro	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	78.016	23-07-2021
CGE S.A.	Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Monterrico – Cocharcas	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	83.867	23-07-2021
CGE S.A.	Ampliación S/E Parral	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	30.775	23-07-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Chocalán	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	95.542	25-08-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E San Clemente	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	58.935	25-08-2021

Al 30 de septiembre de 2021 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
CGE S.A.	Ampliación en S/E Mandinga	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	86.551	25-08-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Loreto	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	66.420	26-08-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Lihueimo	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	66.399	26-08-2021
CGE S.A.	Aumento de Capacidad de Línea 1x66kV Coronel-Horcones, Segmento tap Lota-Horcones	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	282.158	25-08-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Fátima	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	267.656	25-08-2021
CGE S.A.	Ampliación S/E San Carlos	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	154.847	27-09-2021
CGE S.A.	Ampliación en S/E Centro	Permisos Medio Ambientales	activo	Gestión Medio ambiental de Proyectos	82.559	24-09-2021
Totales					4.721.119	

Al 31 de diciembre de 2020

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría Técnica Resolución Exenta N°1.660	Asesoría técnica de apoyo para respoder Resolución Exenta N°1.660 de la Superintendencia de Medio Ambiente.	Gasto	Asesorías Técnicas	2.068	16-01-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	2.781	28-02-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación y reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2019	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.873	01-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 1 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°1	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	2.684	19-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Gastos de desplazamiento asociados a Calibración y verificación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Gastos de Desplazamiento	484	23-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Adquisición Ambilogger CEMS HITACHI	Upgrade del sistema de adquisición y almacenamiento de datos (DAHS) por resolución de brechas en la entrega de registros.	Inversión	Asesorías Técnicas	9.336	24-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Cuarto Trimestre 2019)	Mantenimiento anual del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	286	25-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Gastos de desplazamiento asociados a validación anual CEMS Turbina Hitachi	Gasto	Gastos de Desplazamiento	484	25-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	5.197	30-04-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación y reporte emisiones 2016, proceso sancionatorio SMA	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	5.169	01-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación y reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2020 (pago 1 de 4)	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.836	15-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración e implementación defensa jurídica y programa de cumplimiento proceso sancionatorio SMA	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	8.615	19-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	3.769	30-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	1.167.994	30-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio cuantificación de emisiones y reportabilidad RETC en portal ventanilla única	RETC	Gasto	Asesorías Técnicas	1.160	31-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Gastos adicionales validación anual CEMS	Gasto	Asesorías Técnicas	3.254	01-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría técnica elaboración Programa de Cumplimiento	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	4.595	05-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración programa conceptual de compensación de emisiones	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	7.179	05-06-2020

Al 31 de diciembre de 2020 (continuación)

Identificación de la compañía que efectuó el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Validación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	7.598	22-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	261.973	30-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea CEMS - SMA	Adquisición e instalación de una conexión MPLS para monitoreo en línea de autoridad ambiental (R.E. 174/2019)	Inversión	Asesorías Técnicas	17.282	30-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	41.640	30-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ene)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	521	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Feb)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	339	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Mar)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	313	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Abr)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	365	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (May)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	261	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jun)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	443	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	25.183	30-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	629.998	31-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	2.821	31-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jul)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	365	01-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 3 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°3	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	5.395	17-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea CEMS - SMA	Adquisición e instalación de una conexión MPLS para monitoreo en línea de autoridad ambiental (R.E. 174/2019)	Inversión	Asesorías Técnicas	15.715	30-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	17.325	31-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	45.481	31-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ago)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	313	01-09-2020

Al 31 de diciembre de 2020 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación y reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2020 (pago 2 de 4)	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.831	01-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) - Anual	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	5.017	16-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	334	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	1.182	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	1.693.423	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	1.157	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	7.028	01-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Sep)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi (07 a 09)	Gasto	Asesorías Técnicas	1.173	15-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Carga de Programa de Cumplimiento SMA (SPDC)	Carga de Programa de Cumplimiento aprobado en portal Seguimiento de Programa de Cumplimiento de SMA (SPDC)	Gasto	Asesorías Técnicas	120	15-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración e implementación defensa jurídica y programa de cumplimiento proceso sancionatorio SMA (complemento honorario por éxito en la defensa)	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	4.317	21-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración programa de detalle compensación de emisiones (pago 1 de 2)	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	2.015	21-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración programa conceptual de detalle compensación de emisiones (pago 2 de 2)	Asesoría proceso sancionatorio ROL F-007-2020	Gasto	Asesorías Técnicas	8.061	21-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación y reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2020 (pago 3 de 4)	Impuestos verdes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.842	21-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	2.272	29-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Primera Etapa Control de Ruido Central Porvenir	Diseño de medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Porvenir	29.786	30-11-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Elaboración e implementación defensa jurídica y programa de cumplimiento proceso sancionatorio SMA (HH adicionales)	Asesoría técnica de apoyo para respoder Resolución Exenta N°1.660 de la Superintendencia de Medio Ambiente.	Gasto	Asesorías Técnicas	11.245	18-12-2020

Al 31 de diciembre de 2020 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	1.530	21-12-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	648.504	30-12-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	37.188	31-12-2020
CGE S.A.	Refuerzo LT Temuco-Loncoche	Diseño control de ruido SE PUCON	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.361	07-02-2020
CGE S.A.	Refuerzo LT Temuco-Loncoche	Diseño control de ruido SE PUCON	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	9	11-03-2020
CGE S.A.	Nueva LT 1x110 V Fátima-Isla de Maipo	Gestion Medioamb. fatima - isla de maipo	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	4.027	13-01-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales / Santa Marta	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	2.979	23-01-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales / Santa Marta	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	745	20-03-2020
CGE S.A.	Fortalecimiento Arauco	SNC Ambiental: Asesorías ambientales	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	3.092	24-04-2020
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	SNC Ambiental: Matriz Ambiental	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	776	24-04-2020
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	SNC Ambiental: Reporte SMA	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	117	24-04-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SM-PH Canal del Maipo Traslado Canal	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	12.912	01-05-2020
CGE S.A.	Fortalecimiento Arauco	Reforestación	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	19.688	19-05-2020
CGE S.A.	Ampliación en SE Pirque	SNC Ambiental: Estudio Acústico	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.426	25-05-2020
CGE S.A.	Ampliación en SE Pirque	Ingeniería Canal de Regadío	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.378	16-06-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales /Ing. Mitig. Ambiental	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	4.130	27-07-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales /Ing. Mitig. Ambiental	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.165	18-08-2020
CGE S.A.	Nueva LT 1x110 V Fátima-Isla de Maipo	SNC/ Gestión ambiental proyecto	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	9.604	26-10-2020
CGE S.A.	Nueva LT 1x110 V Fátima-Isla de Maipo	SNC/ Gestión ambiental proyecto	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	7.809	21-12-2020
CGE S.A.	Nueva LT 1x110 V Fátima-Isla de Maipo	SNC/ Gestión ambiental proyecto	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	6.463	21-12-2020
CGE S.A.	Ampliación en SE Pirque	SNC/ Gestión ambiental proyecto. Adicional Estudio acústico	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	480	21-10-2020
Totales					4.842.281	

38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.

38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.

Compañía General de Electricidad S.A. clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la decisión de vender la propiedad ubicada en 6 Sur N° 1936 y 1950, Talca.

La Subsidiaria Edelmag S.A. clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta una propiedad ubicada en la ciudad de Punta Arenas.

Estos activos no están sujetos a depreciación y se encuentran valorizados al menor valor entre su costo y su valor estimado de realización que asciende a M\$ 425.093.

38.2.- Discontinuación de distribución eléctrica de sociedades subsidiarias argentinas y distribución de gas en sociedades de control conjunto argentinas.

Con fecha 30 de diciembre de 2020 Compañía General de Electricidad S.A. y su ex matriz Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile celebraron la compraventa de acciones, por la cual Compañía General de Electricidad S.A. vendió a Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile el total de sus participaciones accionarias directas en las sociedades CGE Argentina S.A., Agua Negra S.A. y Gascart S.A. El precio total de la venta fue la suma de M\$15.444.000.

CGE Argentina S.A. detenta participaciones directas e indirectas en las sociedades argentinas Agua Negra S.A.; Energía San Juan S.A., Gascart S.A., Gasnor S.A. y Gasmarket S.A.

Producto de lo anterior los resultados devengados y flujos de efectivo en dichas inversiones en el período terminado al 30 de septiembre de 2020 están reflejados en los estados financieros como resultado de operaciones discontinuadas.

El desglose de los montos por sociedad de origen del resultado de operaciones discontinuadas al 30 de septiembre de 2020 es el siguiente:

OPERACIONES DISCONTINUADAS	01-01-2020
	30-09-2020
	M\$
CGE Argentina S.A.	7.516.016
Inversión Directa en Gascart S.A.	31.816
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	7.547.832

A continuación, se presenta la apertura de los ingresos y gastos de las operaciones discontinuadas en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados por Función por el período terminado al 30 de septiembre de 2020:

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION
Al 30 de septiembre de 2020.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

	Sin sociedades subsidiarias y de control conjunto argentinas	Con sociedades subsidiarias y de control conjunto argentinas	Operación Discontinuada
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.302.336.647	1.380.526.279	78.189.632
Costo de ventas	(1.121.467.541)	(1.170.365.138)	(48.897.597)
Ganancia bruta	180.869.106	210.161.141	29.292.035
Otros ingresos, por función.	2.558.545	2.656.004	97.459
Gasto de administración.	(79.983.822)	(86.041.179)	(6.057.357)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	(30.114.907)	(31.279.327)	(1.164.420)
Otros gastos, por función.		(4.781.104)	(4.781.104)
Otras ganancias (pérdidas).	(4.732.207)	(6.891.860)	(2.159.653)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	68.596.715	83.823.675	15.226.960
Ingresos financieros.	12.803.988	13.445.575	641.587
Costos financieros.	(59.247.733)	(67.207.553)	(7.959.820)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.		2.363.376	2.363.376
Diferencias de cambio.	(318.222)	(317.702)	520
Resultados por unidades de reajuste.	(2.034.987)	(2.034.987)	0
Pasivos por arrendamientos.	19.799.761	30.072.384	10.272.623
Gasto por impuestos a las ganancias.	(7.194.679)	(9.919.470)	(2.724.791)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	12.605.082	20.152.914	7.547.832
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	7.547.832		(7.547.832)
Ganancia (pérdida)	20.152.914	20.152.914	0
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	17.919.521	17.919.521	0
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	2.233.393	2.233.393	0
Ganancia (pérdida)	20.152.914	20.152.914	0

A continuación se presenta la apertura del Estado Consolidado Intermedio de Flujo de Efectivo Directo de acuerdo a las operaciones discontinuadas por el período terminado al 30 de septiembre de 2020:

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Al 30 de septiembre de 2020.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

	Sin sociedades subsidiarias y de control conjunto argentinas	Con sociedades subsidiarias y de control conjunto argentinas	Operación Discontinuada
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.	1.421.506.998	1.505.776.568	84.269.570
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	13.367.167	13.367.167	0
Otros cobros por actividades de operación.	24.809.718	24.809.718	0
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(1.213.441.378)	(1.269.160.892)	(55.719.514)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(46.537.115)	(50.396.969)	(3.859.854)
Otros pagos por actividades de operación.	(33.962.156)	(47.209.117)	(13.246.961)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		22.031	22.031
Intereses recibidos.	13.133.827	13.133.827	0
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	9.893.687	9.893.687	0
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(2.162.234)	(2.162.234)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	186.608.514	198.073.786	11.465.272
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	519.009	519.009	0
Compras de propiedades, planta y equipo.	(107.811.841)	(107.811.841)	0
Compras de activos intangibles.	(4.121.532)	(6.408.461)	(2.286.929)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	693.823		(693.823)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(110.720.541)	(113.701.293)	(2.980.752)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.	827.427.241	827.427.241	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	449.032.340	449.032.340	0
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	378.394.901	378.394.901	0
Pagos de préstamos.	(539.423.623)	(546.548.830)	(7.125.207)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(22.071.942)	(21.347.232)	724.710
Dividendos pagados.	(21.311.395)	(21.311.395)	0
Intereses pagados.	(58.826.875)	(60.874.343)	(2.047.468)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	185.793.406	177.345.441	(8.447.965)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	261.681.379	261.717.934	36.555
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	32.458	(4.097)	(36.555)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	261.713.837	261.713.837	0
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	56.197.328	56.197.328	0
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	317.911.165	317.911.165	0

39.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 30 de septiembre de 2021, fecha de cierre de los estados financieros consolidados intermedios, y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.